

José Octávio Cesário Pereira Pinto

**INCLUSÃO DE AGENTES DE PROTEÇÃO DE GERADORES
SÍNCRONOS EM UM SISTEMA MULTIAGENTE PARA
PROTEÇÃO DE MICRORREDES**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Jacqueline Gisèle Rolim, Dra. Eng. - UFSC

Florianópolis
2015

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Pinto, José Octávio Cesário Pereira

Inclusão de agentes de proteção de geradores síncronos em um sistema multiagente para proteção de microrredes / José Octávio Cesário Pereira Pinto ; orientadora, Jacqueline Gisèle Rolim - Florianópolis, SC, 2015.

174 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Inclui referências


1. Engenharia Elétrica. 2. Proteção de Sistemas de Energia. 3. Microrredes. 4. Gerador síncrono. 5. Sistemas Multiagentes. I. Rolim, Jacqueline Gisèle. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

José Octávio Cesário Pereira Pinto

**INCLUSÃO DE AGENTES DE PROTEÇÃO DE GERADORES
SÍNCRONOS EM UM SISTEMA MULTIAGENTE PARA
PROTEÇÃO DE MICRORREDES**

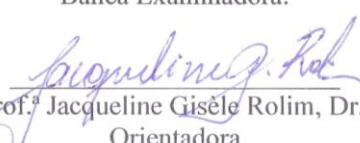
Esta Dissertação foi julgada aprovada para a obtenção do Título de “Mestre em Engenharia Elétrica”, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 25 de Setembro de 2015.

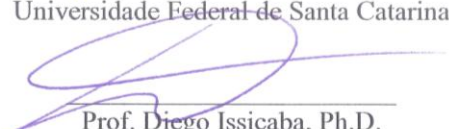


Prof. Carlos Galup Monteiro, Dr.
Coordenador do Curso

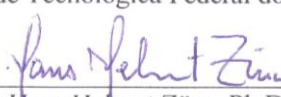
Banca Examinadora:



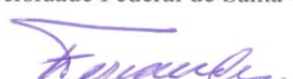
Prof.ª Jacqueline Gisèle Rolim, Dr.ª
Orientadora
Universidade Federal de Santa Catarina



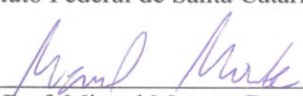
Prof. Diego Issicaba, Ph.D.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná



Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Rubiara Cavalcanti Fernandes, Dr.
Instituto Federal de Santa Catarina



Prof. Miguel Moreto, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado aos meus pais, José Roberto e Leila, e aos meus irmãos, Luisa e José Guilherme.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, José Roberto e Leila, por todo esforço que dedicam para me proporcionar boas condições de estudo, por todo apoio e carinho que sempre me deram, por serem pais presentes, e por serem os principais responsáveis por esta conquista.

Aos meus irmãos, Luisa e José Guilherme, por estarem sempre presentes, tanto me apoiando nos momentos difíceis quanto desfrutando dos bons momentos.

Aos meus avós, José Maria Pinto, Dilza Maria Pinto, Octávio Cesário Pereira Junior e Elaine Aparecida Bonalumi Cesário Pereira, por todos os ensinamentos, por todo carinho e por terem participado de maneira imprescindível da minha educação e formação acadêmica.

À Roseli A. Fernandes, pelo suporte imensurável que sempre proporcionou, e continua proporcionando à toda minha família, assegurando, de maneira indispensável, melhores condições de estudo.

À minha orientadora, Jacqueline Gisèle Rolim, por toda dedicação, atenção, paciência, conhecimento passado, e colaboração para que a dissertação de mestrado fosse concluída de maneira satisfatória, e aos professores avaliadores Diego Issicaba, Hans Zürn, Miguel Moreto e Rubiapiara Cavalcanti, pela contribuição para o aperfeiçoamento da dissertação.

Aos meus amigos e colegas de classe que fizeram parte desta trajetória e foram fundamentais para que eu pudesse concluir o curso, Andres Martinez, Brunno Brito, Bruno Gris, Bruno Remor, Bráulio Rangel, Carlos Ernani, Daniel Tenfen, Dianne Desan, Edwin Giraldo, Fábio Mantelli, Fernando Correa, Guido Moraes, Gustavo Gutierrez, Humberto Alencar, Jonas Pesente, Jean Colombo, Júlia Kuhl, Kauana Palma, Marco Zarzosa, João Yokoyama, Leandro De Marchi, Pablo Galvis, Paulo Sehn, Rafael Costa, Rodolfo Bialeck, Rodolfo Calderon, Rodolfo Mussiato, Valter Cirino e Victor Freitas. Agradecimento em especial para Cezar Vicentim, Felipe Beltran, Fernando Dos Reis, Guilherme Fredo e Sara Einsfeld, pelo amparo indispensável que me proporcionaram ao longo do curso.

Aos professores Silvia Cervantes e Antônio Simões, pelo suporte, orientação, motivação e incentivo dados para meu ingresso no curso de mestrado.

À Universidade Federal de Santa Catarina e CAPES, por proporcionarem recursos e incentivo financeiro durante o desenvolvimento deste trabalho.

A força de vontade deve ser mais forte
do que a habilidade.

(Muhammad Ali)

RESUMO

Este trabalho propõe um esquema de proteção de geradores síncronos baseado na utilização de Sistemas Multiagentes e Sistemas Especialistas. As funções de proteção foram definidas considerando a literatura técnica, em especial padrões do IEEE e normas das distribuidoras de energia. A arquitetura multiagente já havia sido proposta em trabalhos anteriores e foi programada em linguagem JAVA, utilizando os recursos oferecidos pelo framework JADE (*Java Agent Development Framework*). Para validação da proposta, a microrrede-teste foi modelada no software PSCAD/EMTDC. Essa microrrede é baseada em uma rede de distribuição real, que foi adaptada para apresentar possibilidade de operação tanto ilhada quanto conectada à concessionária. Simulações de diversas situações de falta foram realizadas para validação do sistema de proteção proposto. Os resultados apresentados mostram a eficiência e viabilidade de implementação deste esquema de proteção, comprovando que benefícios podem ser obtidos a partir da exploração do uso de técnicas de Inteligência Artificial em aplicações de Sistemas Elétricos de Potência.

Palavras-chave: Proteção de Sistemas de Energia, Microrredes, Gerador síncrono e Sistemas Multiagente.

ABSTRACT

This paper proposes a synchronous generators protection scheme based on Multiagent Systems and Expert Systems. The protective functions were chosen taking into consideration the technical literature, especially IEEE standards and distribution utility technical norms. The Multiagent architecture had already been proposed on previous papers, and is developed in JAVA language with use of JADE Framework (*Java Agent Development Framework*) resources. For proposal validation, a test microgrid system is modeled on PSCAD/EMTDC software. This microgrid is based on a real distribution network, which was adapted to both system operation conditions, the islanded mode and the grid connected mode. Several fault conditions were performed to test the proposed system. Results show the efficiency and implementation feasibility of the protection scheme, proving the benefits that can be obtained with the exploitation of Artificial Intelligence's resources applied to Electrical Power Systems.

Keywords: Power System Protection, Microgrids, Synchronous Generator and Multiagent Systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Sistema elétrico radial.....	31
Figura 2.2 – Sistema elétrico com geração distribuída.....	33
Figura 2.3 – Exemplo de microrrede.....	37
Figura 4.2 – Esquema de proteção para geradores de médio porte	54
Figura 4.3 – Esquema de proteção orientativo CELESC	56
Figura 4.4 – Ajuste da função 40	61
Figura 4.5 – Características de operação temporizada da função 46.....	63
Figura 4.6 – Esquema de ligação função 51G.....	64
Figura 4.7 – Característica de restrição de tensão da função 51V	65
Figura 4.8 – Princípio de funcionamento da função 87.....	66
Figura 4.9 – Curva de operação da função 87.....	67
Figura 4.10 – Trecho desprotegido pela função 87	68
Figura 4.11 – Comportamento de tensão de terceira harmônica para operação normal do gerador.....	70
Figura 4.12 – Comportamento de tensão de terceira harmônica para falta no neutro do gerador	70
Figura 4.13 – Comportamento de tensão de terceira harmônica para falta nos terminais do gerador	70
Figura 4.14 – Áreas de proteção proporcionadas pela função 64G.....	71
Figura 4.15 – Faixas de operação de tensão e frequência	73
Figura 5.1 – Interação de um agente com o ambiente	77
Figura 5.2 – Taxonomia dos modos de obtenção da coordenação	83
Figura 5.3 – Protocolo de comunicação FIPA- <i>Request-Protocol</i>	87
Figura 5.4 – Estrutura hierárquica.....	88
Figura 5.5 – Estrutura por federações	89
Figura 5.6 – Estrutura por sociedade.....	90
Figura 5.7 – Estrutura por congregações.....	91
Figura 5.8 – Funcionamento básico de um sistema especialista	93
Figura 6.1 – Microrrede teste conectado ao sistema principal	97
Figura 6.2 – Microrrede teste para topologia ilhada.....	98
Figura 6.3 – Arquitetura do SMA proposto	101
Figura 6.4 – Fluxo de mensagens entre os agentes do SMA.....	102
Figura 6.5 – Visão geral da implementação do projeto.....	103
Figura 6.6 – Arquitetura JADE	106
Figura 6.7 – Estrutura de comunicação entre agentes no JADE	107
Figura 6.8 – Exemplo de coordenação de função temporizada.....	112
Figura 6.9 – Representação gráfica do tempo de retaguarda do SMA	118
Figura 7.1 – Localização da falta (Simulação 1 - Topologia 1)	122

Figura 7.2 – Troca de mensagens entre agentes (Simulação 1 - Topologia 1).....	124
Figura 7.3 – Detalhes de mensagem FIPA ACL (Simulação 1 - Topologia 1).....	125
Figura 7.4 – Localização da falta (Simulação 1 – Topologia 2)	126
Figura 7.5 – Troca de mensagens entre agentes (Simulação 1 - Topologia 2).....	128
Figura 7.6 – Detalhes de mensagem FIPA ACL (Simulação 1 - Topologia 2).....	129
Figura 7.7 – Localização da falta (Simulação 2 - Topologia 1).....	130
Figura 7.8 – Troca de mensagens entre agentes (Simulação 2 - Topologia 1).....	132
Figura 7.9 – Detalhes de mensagem FIPA ACL (Simulação 2 - Topologia 1).....	133
Figura 7.10 – Localização da falta (Simulação 2 - Topologia 2).....	134
Figura 7.11 – Troca de mensagens entre agentes (Simulação 2 - Topologia 2).....	136
Figura 7.12 – Detalhes de mensagem FIPA ACL (Simulação 2 - Topologia 2).....	137
Figura 7.13 – Atuação de proteção de retaguarda (Simulação 3 - Topologia 1).....	139
Figura 7.14 – Troca de mensagens entre agentes (Simulação 3 - Topologia 1).....	140
Figura 7.15 – Detalhes de mensagem FIPA ACL (Simulação 3 - Topologia 1).....	141
Figura 7.16 – Localização da falta (Simulação 4 - Topologia 1).....	142
Figura 7.17 – Troca de mensagens entre agentes (Simulação 4 - Topologia 1).....	144
Figura 7.18 – Detalhes de mensagem FIPA ACL (Simulação 4 - Topologia 1).....	145
Figura 7.19 – Localização da falta (Simulação 4 - Topologia 2).....	146
Figura 7.20 – Troca de mensagens entre agentes (Simulação 4 - Topologia 2).....	148
Figura 7.21 – Detalhes de mensagem FIPA ACL (Simulação 4 - Topologia 2).....	149
Figura 7.22 – Troca de mensagens entre agentes (Simulação 5)	151
Figura 7.23 – Detalhes de mensagem FIPA ACL (Simulação 5)	152
Figura 7.24 – Localização da falta (Simulação 6 - Topologia 1).....	153
Figura 7.25 – Troca de mensagens entre agentes (Simulação 6 - Topologia 1).....	155

Figura 7.26 – Detalhes de mensagem FIPA ACL (Simulação 6 - Topologia 1)	156
Figura 7.27 – Localização da falta (Simulação 6 - Topologia 2)	157
Figura 7.28 – Troca de mensagens entre agentes (Simulação 6 - Topologia 2)	159
Figura 7.29 – Detalhes de mensagem FIPA ACL (Simulação 6 - Topologia 2)	160
Figura 7.30 – Localização das faltas (Simulação 7 - Topologia 1)	161
Figura 7.31 – Resultados das simulações (Simulação 7 – Topologia 1)	162

LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1 – Abordagem do planejamento da distribuição	39
Quadro 4.1 – Relação de tempo e nível de tensão em geradores	58
Quadro 5.1 – Atos comunicativos FIPA	85
Quadro 5.2 – Parâmetros da mensagem ACL	86
Quadro 7.1 – Resultado da simulação (Simulação 1 - Topologia 1)...	123
Quadro 7.2 – Resultado da simulação (Simulação 1 - Topologia 2)...	127
Quadro 7.3 – Resultado da simulação (Simulação 2 - Topologia 1)...	131
Quadro 7.4 – Resultado da simulação (Simulação 2 - Topologia 2)...	135
Quadro 7.5 – Resultado da simulação (Simulação 3 - Topologia 1)...	138
Quadro 7.6 – Resultado da simulação (Simulação 4 - Topologia 1)...	143
Quadro 7.7 – Resultado da simulação (Simulação 4 - Topologia 2)...	147
Quadro 7.8 – Resultado da simulação (Simulação 5).....	150
Quadro 7.9 – Resultado da simulação (Simulação 6 - Topologia 1)...	154
Quadro 7.10 – Resultado da simulação (Simulação 6 - Topologia 2).	158

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC – Corrente Alternada
ACL – *Agent Communication Language*
AMS – *Agent Management System*
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
CERTI – Fundação Centros de Referência em Tecnologias Inovadoras
CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina S. A.
CLIPS – *C Language Integrated Production System*
CLIPSJNI – *C Language Integrated Production System Java Native Interface*
COELCE – Companhia Energética do Ceará
DF – *Directory Facilitator*
EMTDC – *Electromagnetic Transients Program for DC*
FIPA – *Foundation for Intelligent Physical Agents*
GD – Geração Distribuída
IA – Inteligência Artificial
IAD – Inteligência Artificial Distribuída
IDE – *Integrated Development Environment*
IDMT – *Inverse Definite Minimum Time*
IED – *Intelligent Electronic Devices*
IEEE – Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
JADE – *Java Agent Development Framework*
KIF – *Knowledge Interchange Format*
KQML – *Knowledge Query and Manipulation Language*
MMS – *Manufacturing Message Specification*
PCC – Ponto de Conexão Comum
PCH – Pequena Central Hidrelétrica
PSCAD – *Power System Computer Aided Design*
PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RMS – *Root Mean Square*
SE – Sistemas Especialistas
SCADA – *Supervisory Control And Data Acquisition*
SMA – Sistemas Multiagentes
TC – Transformador de Corrente
TD – *Time Dial*
UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina
WAN – *Wide Area Network*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	27
1.1	OBJETIVOS.....	28
1.2	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	28
2	EVOLUÇÃO DAS REDES DE ENERGIA ELÉTRICA	31
2.1	GERAÇÃO CENTRALIZADA DE ENERGIA	31
2.2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	31
2.3	MICRORREDES	34
2.3.1	Pesquisas e projetos de desenvolvimento de microrredes	37
2.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	39
3	PROTEÇÃO DE MICRORREDES.....	41
3.1	ESTRATÉGIAS DE PROTEÇÃO DE MICRORREDES:	
	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	42
3.1.1	Estratégias de proteção sem uso de comunicação	42
3.1.2	Estratégias de proteção com uso de comunicação	43
3.1.3	SMA aplicado à Proteção de Sistemas Elétricos de Potência....	45
4	PROTEÇÃO DE GERADORES SÍNCRONOS EM	
	AMBIENTE DE MICRORREDES	51
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	51
4.2	ESQUEMA DE PROTEÇÃO	53
4.2.1	Função 25	57
4.2.2	Função 59	58
4.2.3	Função 27	58
4.2.4	Função 32	59
4.2.5	Função 40	60
4.2.6	Função 46	61
4.2.7	Função 50	63
4.2.8	Função 51G	64
4.2.9	Função 51V	65
4.2.10	Função 87	66
4.2.11	Função 64G	69
4.2.11.1	Método 1: comparação de tensão de terceira harmônica	69
4.2.11.2	Método 2: sobretensão de neutro	71
4.2.11.3	Proteção conjunta dos métodos	71
4.2.12	Função 81(O/U)	72
4.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	73
5	INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL	75
5.1	AGENTES INTELIGENTES	76
5.1.1	A natureza dos ambientes	78
5.2	SISTEMAS MULTIAGENTES	79
5.2.1	Vantagens e desvantagens do uso de SMA	80
5.2.2	Coordenação de Sistemas Multiagentes.....	81
5.2.2.1	Cooperação entre agentes	81

5.2.2.2	Competição entre agentes.....	82
5.2.3	Comunicação entre agentes	83
5.2.3.1	Linguagem FIPA-ACL.....	83
5.2.4	Estruturas organizacionais.....	87
5.2.4.1	Hierarquia.....	88
5.2.4.2	Federações.....	89
5.2.4.3	Sociedade	90
5.2.4.4	Congregações	90
5.3	SISTEMAS ESPECIALISTAS	91
5.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	93
6	PROPOSTA DE TRABALHO	95
6.1	FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS UTILIZADAS	95
6.1.1	PSCAD	95
6.1.2	Netbeans IDE	95
6.1.3	CLIPS Expert System	96
6.2	SISTEMA TESTE.....	96
6.3	MODELAGEM DO SISTEMA TESTE	98
6.3.1	Nomenclatura dos relés.....	99
6.4	SISTEMA MULTIAGENTE PROPOSTO	100
6.4.1	Fluxo de mensagens.....	102
6.5	VISÃO GLOBAL DO PROJETO DE IMPLEMENTAÇÃO	103
6.6	IMPLEMENTAÇÃO DOS AGENTES PROPOSTOS	104
6.6.1	Framework JADE	104
6.6.1.1	Arquitetura JADE.....	105
6.6.1.2	Comunicação entre agentes no JADE	107
6.6.1.3	Comportamento de agentes no JADE	108
6.6.2	Considerações de projeto.....	109
6.6.3	Implementação do Agente Relé.....	110
6.6.3.1	Função 50.....	112
6.6.3.2	Função 87.....	112
6.6.3.3	Função 51V	113
6.6.3.4	Função 51G.....	113
6.6.3.5	Função 27I.....	113
6.6.3.6	Função 27T	114
6.6.3.7	Função 59I.....	114
6.6.3.8	Função 59T	114
6.6.4	Implementação do Agente Coordenador.....	115
6.6.5	Implementação do Agente Configurador	117
6.6.6	Leitura de arquivos de dados	119
6.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	120
7	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	121
7.1	SIMULAÇÃO 1: FALTA INTERNA AO GERADOR	121
7.1.1	Topologia 1.....	122
7.1.2	Topologia 2.....	126
7.2	SIMULAÇÃO 2: FALTA EM LINHA DE DISTRIBUIÇÃO	129

7.2.1	Topologia 1.....	129
7.2.2	Topologia 2.....	133
7.3	SIMULAÇÃO 3: PROTEÇÃO DE RETAGUARDA DO SMA .	137
7.3.1	Topologia 1.....	137
7.4	SIMULAÇÃO 4: FALTA NA INTERCONEXÃO DE GERAÇÃO	
	DISTRIBUÍDA.....	141
7.4.1	Topologia 1.....	141
7.4.2	Topologia 2.....	145
7.5	SIMULAÇÃO 5: RECONEXÃO À REDE PRINCIPAL	149
7.6	SIMULAÇÃO 6: PROTEÇÃO DE BARRAS	152
7.6.1	Topologia 1.....	152
7.6.2	Topologia 2.....	156
7.7	SIMULAÇÃO 7: PROTEÇÃO DE RETAGUARDA	
	TEMPORIZADA.....	160
7.8	CONCLUSÕES.....	162
8	CONCLUSÕES GERAIS	165
8.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	166
	REFERÊNCIAS	167
	ANEXO A - DADOS DO SUBSISTEMA REAL.....	175

1 INTRODUÇÃO

Muito se tem discutido acerca da preservação do meio ambiente e dos métodos utilizados para geração de energia elétrica. O aumento global do consumo de energia, diminuição das reservas de combustíveis fósseis, alterações climáticas, poluição do meio ambiente e a dependência da sociedade moderna da energia elétrica são alguns dos fatores que vêm impulsionando o desenvolvimento de novas tecnologias para geração e gestão de energia elétrica. Por conseguinte, o modelo de geração do Sistema Elétrico de Potência com estrutura centralizada e fluxo de energia radial vem sendo substituído por um modelo com estrutura de geração descentralizada, por meio da inserção de geração distribuída (GD) às redes de distribuição de energia. Esse modelo descentralizado pode proporcionar melhor qualidade de energia, menor impacto ambiental, maior confiabilidade ao sistema, entre outras vantagens. As mudanças e vantagens citadas anteriormente motivaram o surgimento de um novo conceito, chamado de microrrede.

Microrredes são pequenas redes de distribuição, de baixa a média tensão, que podem possuir cargas, geração distribuída, armazenadores de energia e gerenciamento central de seus recursos. Essas redes podem atuar de maneira ilhada, desconectadas do sistema principal. Além de possuírem as vantagens proporcionadas pela presença da geração distribuída, as microrredes oferecem também melhor aproveitamento da energia gerada devido à capacidade de gestão da energia e redução de perdas de energia. Porém, em contrapartida às vantagens mencionadas anteriormente, estudos recentes constataram uma série de desafios para a utilização deste modelo. Um dos principais obstáculos a ser superado são as dificuldades encontradas para implementação do sistema de proteção da microrrede. Sistemas de proteção convencionais foram desenvolvidos para utilização em sistemas radiais, portanto devem ser aprimorados para acompanhar a evolução dos sistemas elétricos de potência. Além disto, os diferentes modos de operação que uma microrrede pode adotar requerem o uso de um sistema de proteção com características adaptativas.

Partindo-se da concepção de que os geradores presentes em uma microrrede são componentes vitais em sua composição, ressalta-se aqui a importância de proporcionar uma proteção eficiente a estes equipamentos. O alto custo financeiro dos geradores faz com que seja necessário dedicar atenção especial à estratégia de proteção designada a resguardar os mesmos. Os geradores presentes em uma microrrede são,

normalmente, fontes renováveis de pequeno ou médio porte, sendo necessário para o planejamento das funções de seu sistema de proteção levar em consideração seu porte e a presença dos outros geradores conectados à mesma rede, além da sua topologia e da topologia dos transformadores elevadores.

Neste trabalho foi desenvolvido um sistema de proteção de geradores síncronos de médio porte em ambiente de microrrede baseado na utilização de Sistemas Multiagentes (SMA), uma subárea da Inteligência Artificial Distribuída (IAD).

1.1 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo principal elaborar um sistema de proteção de geradores síncronos em ambiente de microrredes baseado em uma arquitetura de Sistemas Multiagentes. Para que o objetivo principal seja alcançado, os seguintes objetivos parciais foram estipulados:

- a) Estudo das propriedades de microrredes e proteção de geradores síncronos de médio porte;
- b) Modelagem de microrrede teste para simulação de faltas;
- c) Adaptação de uma arquitetura multiagente para realizar a proteção da microrrede;
- d) Implementação e simulação do sistema de proteção proposto;
- e) Análise do desempenho do sistema de proteção implementado para validação do trabalho proposto.

1.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Os próximos sete capítulos da dissertação são organizados conforme segue.

O Capítulo 2 apresenta informações sobre a evolução das redes de energia elétrica, expondo vantagens e desvantagens de sistemas radiais, geração distribuída e microrredes.

O Capítulo 3 introduz o principal assunto deste trabalho por meio de uma breve revisão bibliográfica sobre estratégias de proteção de microrredes.

O Capítulo 4 apresenta um esquema de proteção de gerador síncrono na presença de geração distribuída de acordo com procedimentos e normas elaboradas por instituições renomadas e concessionárias.

O Capítulo 5 apresenta os conceitos referentes a duas técnicas de IA necessárias para compreensão do trabalho, os sistemas multiagentes e os sistemas especialistas, além de uma breve explicação de outros conceitos da Inteligência Artificial (IA).

O Capítulo 6 descreve a proposta de trabalho, o sistema teste utilizado, o projeto elaborado, metodologia utilizada, implementação e a estrutura do SMA desenvolvido.

O Capítulo 7 apresenta os resultados das simulações e suas análises. Foram realizadas simulações de diversas situações de faltas a fim de mostrar o comportamento do sistema de proteção implementado para condições que oferecem riscos aos geradores da microrrede.

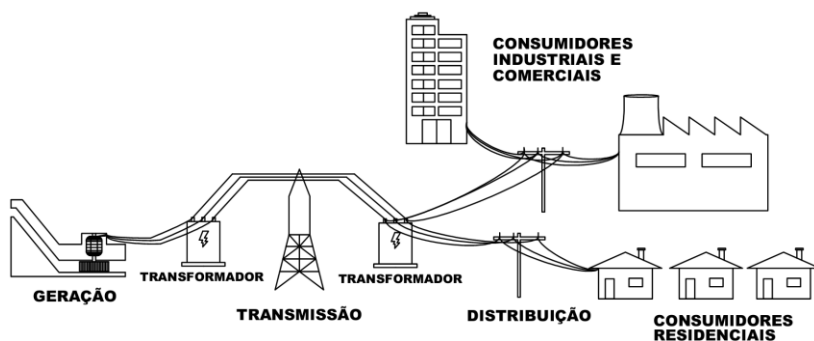
O Capítulo 8 é dedicado às conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

2 EVOLUÇÃO DAS REDES DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 GERAÇÃO CENTRALIZADA DE ENERGIA

Tradicionalmente, o modelo de geração de energia elétrica centralizado, ou seja, grandes centrais geradoras afastadas dos centros consumidores e conectadas a uma extensa rede de transmissão e distribuição de energia, era o adotado no Brasil. Esse modelo de geração, ilustrado na Figura 2.1, tem mostrado baixa capacidade de adaptação a mudanças evolutivas, uma vez que, quando há necessidade de expansão, exige alto investimento financeiro para construção de novas usinas e reforços na rede de transmissão. Além disso, é um modelo que possui perdas de energia na transmissão em longas distâncias e causa impactos ambientais severos (Barbosa Filho e De Azevedo, 2013). Com os avanços tecnológicos na área de sistemas elétricos de potência e o surgimento de preocupações e novas leis acerca de questões ambientais, além da necessidade de realização de uma reestruturação do setor elétrico de acordo com o crescimento da demanda, o número de estudos e pesquisas nesta área aumentou significativamente no decorrer da história e deu origem a um novo conceito de geração de energia, a geração distribuída.

Figura 2.1 – Sistema elétrico radial



Fonte: próprio autor

2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Diversos são os fatores responsáveis pelo desenvolvimento e avanços de pesquisas da GD. Problemas como redução gradual nas

reservas de combustíveis fósseis do planeta, baixo aproveitamento da energia elétrica gerada pelos convencionais sistemas de geração e impactos ambientais vêm sendo enfrentados no mundo todo. Como alternativa para solução de tais problemas, a utilização de fontes de energia não convencionais e renováveis como geradores eólicos, microgeração hidrelétrica, biogás, energia solar, entre outras, têm se mostrado uma solução bastante atraente.

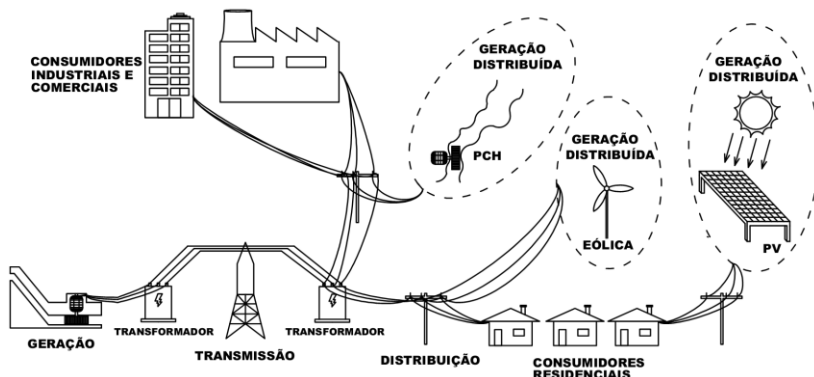
Uma breve revisão de literatura mostra que não existe um consenso mundial para a definição de geração distribuída (Ackermann *et al.*, 2001). Diferentes países possuem definições distintas de geração distribuída de acordo com: propósito, localização, potência dos geradores, área de suprimento de energia, impacto ambiental, modo de operação, entre outros (Ackermann *et al.*, 2001). Os propósitos descritos por Severino *et al.* (2008) mostram alguns dos enfoques que podem ser dados à utilização da geração distribuída:

- a) Propósito técnico de engenharia: quando sua utilização visa prover melhorias para o desempenho operacional do sistema;
- b) Propósito econômico: quando sua utilização visa reduzir perdas e buscar estímulos ao mercado de energia;
- c) Propósito ambiental: quando sua utilização visa reduzir poluição e impactos ambientais;
- d) Propósito social: quando sua utilização visa criar alternativas de fornecimento de energia para regiões onde não é viável economicamente que esse suprimento seja feito por meio da rede elétrica convencional.

A definição de geração distribuída aqui adotada leva em consideração unidades geradoras de pequeno e médio porte, de fontes renováveis, conectadas diretamente à rede de distribuição e atuando em paralelo com a rede convencional, conforme apresentado pela Figura 2.2. Considerando que sua definição engloba todos os propósitos mencionados anteriormente, pode-se afirmar que este tipo de geração proporciona diversas vantagens, como por exemplo, baixo custo de construção de unidades geradoras, curto espaço de tempo para instalação, facilidade de alocação, rápido atendimento ao crescimento da demanda, baixo custo de operação e manutenção, redução de impactos ambientais causados por linhas de transmissão e grandes unidades geradoras, redução de perdas de transmissão, melhor suporte para aproveitamento da energia térmica desperdiçada no processo de geração

de energia elétrica, entre outras (Chowdhury e Crossley, 2009; Luiz, 2012).

Figura 2.2 – Sistema elétrico com geração distribuída



Fonte: próprio autor

Se por um lado a geração distribuída proporciona as diversas vantagens mencionadas anteriormente, por outro, possui diversos obstáculos a serem superados. Ao contrário da geração centralizada que possui fluxo de corrente unidirecional nos sistemas de distribuição, a inserção da geração distribuída na rede faz com que suas correntes sofram alterações em magnitude e direção, fazendo com que o sistema passe a apresentar fluxo bidirecional. Esta alteração causa uma série de dificuldades para os esquemas de proteção do sistema elétrico (IEEE Standards Coordinating Committee 21, 2011; Antonova *et al.*, 2012). As correntes de curto-circuito também podem sofrer alterações significativas. Por estes e outros motivos, a inserção da geração distribuída no sistema aumenta significativamente a complexidade da operação, planejamento e procedimentos de manutenção do sistema elétrico. Ademais, são necessárias criações de novas leis, regulamentações, e normas de segurança para utilização deste modelo (Barbosa Filho e De Azevedo, 2013).

No contexto atual, a geração distribuída é, em sua grande maioria, utilizada em paralelo com a concessionária de energia. Esta configuração pode causar situações indesejadas na rede, como por exemplo, a permanência de cargas ligadas às gerações de pequeno porte quando há ocorrência de contingência na rede da concessionária, caracterizando uma situação de ilhamento. Atualmente, a permanência da configuração de sistema ilhado da rede de distribuição não é

permitida pela maioria das concessionárias de todo o mundo, pois comprometem a qualidade de energia elétrica fornecida aos consumidores locais e oferecem riscos a pessoas e equipamentos (Junior *et al.*, 2010). Para evitar os problemas causados por tal configuração, utiliza-se uma proteção anti-ilhamento, cujo objetivo é o de desligar todas as unidades geradoras quando é detectada a ocorrência de uma situação de ilhamento da rede de distribuição.

Desta forma, pode-se afirmar que o cenário atual motiva a busca por melhorias que possibilitem reduzir os obstáculos apresentados pela utilização da GD a fim de permitir melhor aproveitamento de suas vantagens. Assim, a exploração desta linha de pesquisa e o surgimento de novas tecnologias deram origem a um novo conceito de redes de energia: as microrredes.

2.3 MICRORREDES

Como uma evolução das redes convencionais com presença de geração distribuída, microrredes podem ser definidas como redes ativas de distribuição de energia, de pequeno porte, e baixa ou média tensão, que possuem um conglomerado composto por um sistema de geração distribuída e diferentes cargas flexíveis em sua estrutura, além de dispositivos de armazenamento de energia, como baterias, volantes de inércia (*flywheels*) e supercapacitores. Os geradores presentes nas microrredes utilizam quase sempre fontes de energia renováveis e de pequeno porte, sendo na maioria geradores eólicos, microgeradores hidrelétricos, painéis fotovoltaicos e células a combustível (Chowdhury e Crossley, 2009; Falcão, 2009) e suas cargas são totalmente, ou parcialmente, gerenciáveis (Lasseter *et al.*, 2002). Essas redes podem atuar acopladas ao sistema principal ou de maneira ilhada, caso em que a geração distribuída supre o fornecimento de energia para suas cargas, independente da rede da concessionária. O ponto de conexão da microrrede com o sistema principal é chamado de Ponto de Conexão Comum (PCC). De acordo com Lasseter *et al.* (2002), os dispositivos de uma microrrede devem proporcionar flexibilidade à mesma, de forma que esta possa ser operacionalmente controlada como um sistema único independente agregado à rede principal, por meio de um gerenciamento central destes dispositivos. Esse gerenciamento é realizado por um controlador central, que é responsável por garantir a otimização da operação do sistema. A Figura 2.3 mostra algumas das características citadas anteriormente por meio do diagrama de um exemplo de microrrede. Segundo Mendonça (2011), o controlador central tem as

seguintes funções quando a microrrede encontra-se conectada à rede principal:

- a) Monitoramento do sistema de despacho;
- b) Realização da compensação de reativos a fim de se manter a qualidade da energia e estabilidade do sistema;
- c) Administração de cargas, levando-se em consideração também as cargas da rede principal.

Por outro lado, quando a microrrede passa para o estado ilhado é necessário que o módulo de gerenciamento realize o redespacho das unidades geradoras e agendamento de cargas, além de outras funções que também devem ser realizadas:

- a) Administração do suprimento de energia a cargas prioritárias;
- b) Administração da operação de dispositivos de armazenamento de energia;
- c) Análise de possibilidade de reconexão com a rede principal.

Uma das principais diferenças entre a microrrede e o sistema de geração de energia convencional é a capacidade de geração de suas fontes. Geradores de microrredes possuem capacidade pequena quando comparados com geradores do sistema convencional, e podem ser ligados diretamente à rede de distribuição de energia. Tais geradores são normalmente instalados próximos aos consumidores, fazendo com que a demanda de carga seja atendida com energia de melhor qualidade e com perdas de transmissão desprezíveis (Chowdhury e Crossley, 2009). Durante ocorrência de perturbações na rede principal a microrrede pode atuar ilhada, mantendo fornecimento de energia para suas cargas, proporcionando maior confiabilidade ao sistema. Desta forma, pode-se afirmar que a principal característica que difere uma microrrede de uma rede passiva de distribuição de energia com inserção de GD é a capacidade de ilhamento e de gestão de seus recursos (Hatziaargyriou, 2014).

O desenvolvimento das microrredes se mostra extremamente atraente devido às diversas vantagens técnicas, econômicas e ambientais que são proporcionadas pela sua utilização (Hatziaargyriou *et al.*, 2007; Chowdhury e Crossley, 2009; Hatziaargyriou, 2014):

- a) Menor impacto ambiental devido à redução da emissão de gases e partículas resultantes dos processos de combustão na atmosfera;
- b) Redução de perdas de transmissão de energia;
- c) Disponibilização de energia elétrica para áreas de difícil acesso para o sistema de geração de energia convencional;
- d) Diminuição dos gastos com ampliação de sistemas de transmissão e geração de energia, por meio de gerenciamento adequado da microrrede;
- e) Aproveitamento da energia térmica desperdiçada no processo de geração de energia elétrica;
- f) Melhoramento na qualidade e confiabilidade do fornecimento da energia devido à descentralização do sistema;
- g) Melhor adequação de carga e geração;
- h) Redução ou eliminação de custos de transmissão e distribuição de energia;
- i) Diminuição do preço da energia no mercado devido à possibilidade da venda de energia excedente gerada pelos acessantes.

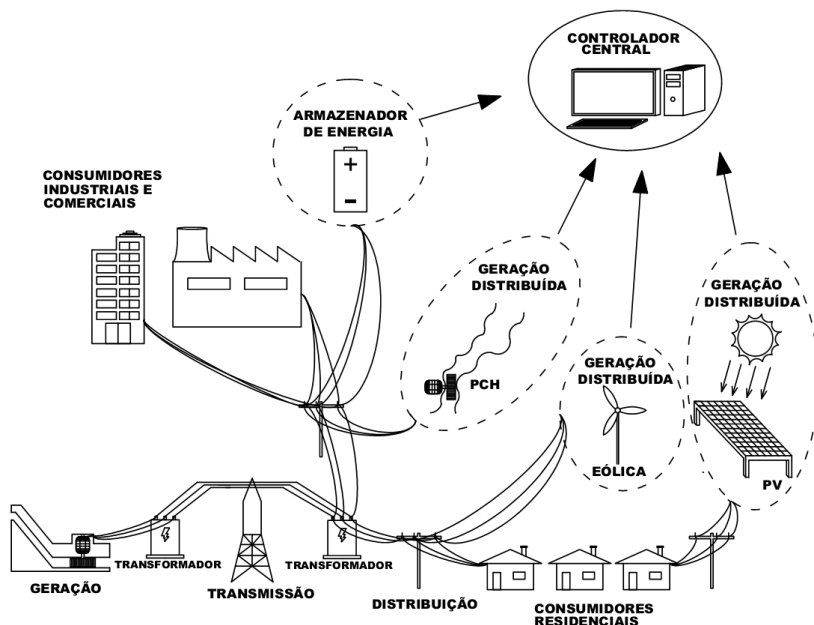
Por se tratar de um conceito novo, existem ainda diversos desafios a serem superados para que suas desvantagens sejam reduzidas e tornem os projetos de construções de microrredes cada vez mais viáveis. De acordo com (Chowdhury e Crossley, 2009), os principais desafios e desvantagens a serem vencidos em uma microrrede são:

- a) Alto custo de inserção e instalação das microfontes de energia devido ao grau de complexidade do sistema da microrrede;
- b) Dificuldades técnicas com relação aos aspectos de controle e proteções da microrrede;
- c) Falta de: padrões regulatórios para sua operação, regulamentações técnicas, regulamentações de mercado, regulamentações legislativas, normas e protocolos de integração de microfontes, guias de segurança e guias de proteção de rede. A ausência destes documentos é uma forte barreira a ser superada para alcançar viabilidade da implementação de microrredes.

Além das barreiras já citadas, novos problemas podem surgir conforme os estudos de microrredes são desenvolvidos. Apesar da capacidade das microrredes ser suficientemente pequena para não afetar

a estabilidade da rede principal quando conectada à mesma, estima-se que quando houver um grande número de microrredes com alta penetração de microfontes conectadas à rede principal, sua estabilidade e segurança serão influenciadas de maneira significativa. Desta forma, problemas referentes a interações dinâmicas entre o sistema principal e as microrredes serão uma nova dificuldade a ser superada (Chowdhury e Crossley, 2009).

Figura 2.3 – Exemplo de microrrede



Fonte: próprio autor

2.3.1 Pesquisas e projetos de desenvolvimento de microrredes

Diversos são os projetos de estudo e desenvolvimento de microrredes ao redor do mundo. Instituições em países como Estados Unidos, Japão, Espanha, Alemanha, Itália, Canadá, Grécia e Holanda promovem pesquisas por meio da construção de microrredes em sistemas reais, construção de protótipos de microrredes de menor escala em laboratórios ou estudos dos princípios utilizados pelas microrredes em sistemas reais (Barnes *et al.*, 2007).

No Brasil também existem projetos de desenvolvimento de microrredes. A Fundação Centros de Referência em Tecnologias Inovadoras (CERTI) é uma instituição privada e independente que se dedica ao desenvolvimento de produtos e soluções tecnológicas inovadoras para o mercado brasileiro. Essa fundação possui diversos projetos sendo desenvolvidos no setor de energia sustentável, dentre eles, dois projetos que envolvem diretamente estudos de microrredes: Microrredes Inteligentes e Microrrede de Geração Distribuída de Energia (Certi, 2014). O primeiro projeto visa desenvolver estratégias de controle para integração e gerenciamento energético de uma microrrede inteligente, e já conta com um protótipo de microrrede de 100 kW em laboratório para estudo, integrando geração solar, eólica, microturbina a gás e baterias e cargas despacháveis (Tractebel, 2013). Este projeto é desenvolvido em conjunto com a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e é financiado com âmbito de pesquisa e desenvolvimento pela Tractebel Energia. O segundo projeto, por sua vez, tem como objetivo desenvolver uma rede ativa voltada para condomínios, baseado em geração própria de energia, distribuição autônoma na forma de microrrede e automação residencial. A microrrede-piloto deste projeto será implantada em uma área residencial em Fortaleza-CE, e comportará gerações locais fotovoltaicas e eólicas, dez residências, *software* para gestão da rede e possibilidade de operação ilhada ou conectada à rede principal (Tractebel, 2013). Este é um projeto contratado pela Companhia Energética do Ceará (COELCE).

Além dos aspectos tecnológicos, é possível observar também o surgimento de avanços que favorecem o desenvolvimento de microrredes quanto às questões legislativas. Recentemente, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) formulou a Resolução Normativa no. 482/2012, que estabelece condições gerais para o acesso de micro e minigeração aos sistemas de distribuição elétrica, além de a condição de ilhamento de GD já estar prevista em seus Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (ANEEL, 2012). Apesar disto, muitas concessionárias possuem normas próprias que ainda não permitem a operação de geração distribuída para a configuração ilhada do subsistema, o que deve ser alterado conforme projetos de microrredes sejam desenvolvidos, tornando-as aptas a aplicações reais.

Com base nas informações apresentadas nesta seção, é possível constatar a forte tendência de inserção de microrredes nos sistemas de energia elétrica convencionais, confirmando o grande potencial de exploração que esta área de estudos oferece.

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Levando-se em conta o que foi exposto neste capítulo, é possível constatar o sentido da evolução dos Sistemas Elétricos de Potência e ampliar as noções dos desafios que ainda devem ser enfrentados. O Quadro 2.1 sintetiza as principais características de cada um dos sistemas discutidos anteriormente, proporcionando uma visão cronológica das transformações dos Sistemas Elétricos de Potência.

Quadro 2.1 – Abordagem do planejamento da distribuição

	Passado	Presente	Futuro
Planejamento	Distribuição convencional	Geração Distribuída	Microrredes
Tipo de geração	Centralizada, geração de retaguarda	Descentralizada, de baixa a média penetração de GD	Descentralizada, de média a alta penetração de GD
Carga	Sem diferenciação	Classificação baseada em requisitos de qualidade de energia e controle (crítica/não-crítica, controláveis/não-controláveis)	
Rede de distribuição	Atendida por subestação, rede passiva	Rede semi-ativa	Rede ativa, troca de informações e energia bidirecional
Gerenciamento de contingência	Corte de cargas baseado em frequência, desligamento forçado	Corte de carga, desconexão da GD	Ilhamento e operação autônoma, compartilhamento de energia

Fonte: (Driesen e Katiraei, 2008), editado pelo autor

3 PROTEÇÃO DE MICRORREDES

Um dos maiores desafios a ser enfrentado na utilização de microrredes é o seu sistema de proteção. Haja vista que microrredes são projetadas para operar tanto no modo conectado à rede principal, quanto no modo ilhado, as proteções do sistema elétrico convencional, com um ajuste único, poderão não funcionar corretamente para os diferentes modos de operação. A maioria dos equipamentos convencionais de proteções de redes de distribuição de energia tem seu funcionamento baseado nas correntes de curto-circuito do sistema. Portanto, os principais problemas enfrentados pela proteção convencional em sistemas que possuem inserção de GD são (Nikkhajoei e Lasseter, 2007; Hatziargyriou, 2014):

- a) Alterações na magnitude e direção das correntes de falta de acordo com a localização de unidades geradoras;
- b) Redução da sensibilidade e velocidade da detecção de falta;
- c) Atuações indesejadas de disjuntores para faltas em linhas adjacentes da rede principal, devido à contribuição de correntes de falta pelas fontes da geração distribuída;
- d) Reduzida contribuição para a corrente de falta das microfones que são conectadas à microrrede através de interface baseada em eletrônica de potência, especialmente para o sistema em modo de operação ilhado;
- e) Microfontes com características de geração de energia intermitentes afetam a corrente de contribuição de falta em outros pontos da microrrede.

Os desafios relacionados ao desenvolvimento dos sistemas de proteção de microrredes não são possíveis de serem superados sem que haja plena compreensão das dinâmicas de operação da mesma, antes, durante, e após o processo de ilhamento. Algumas referências discutem mais detalhadamente as dificuldades citadas anteriormente, como em (Haron *et al.*, 2012), onde é feita uma análise sobre a atuação indesejada de disjuntores, não detecção da falta, baixa seletividade e sensibilidade, descoordenação entre os dispositivos de proteção, efeito de sobrealcance e subalcance nos relés, entre outras.

Diante de suas características de funcionamento e dos impedimentos citados, torna-se evidente a necessidade da utilização de um sistema de proteção adaptativo para o funcionamento adequado das microrredes.

3.1 ESTRATÉGIAS DE PROTEÇÃO DE MICRORREDES:

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

As dificuldades encontradas no desenvolvimento de sistemas de proteção de microrredes impulsionaram estudos de diversas estratégias de proteção, com o intuito de buscar um esquema que se adeque às particularidades das microrredes. Nesta seção é feita uma revisão bibliográfica de algumas das estratégias propostas na literatura para proteção de microrredes.

3.1.1 Estratégias de proteção sem uso de comunicação

Em (Nikkhajoie e Lasseter, 2007) é proposta uma estratégia composta por proteção diferencial por zonas, complementada pela detecção de correntes de sequência zero e correntes de sequência negativa. A proteção diferencial é implementada com base na soma das correntes de fase e de neutro, e realiza proteção contra faltas à terra. A corrente de sequência zero é utilizada para detecção de faltas de alta impedância, enquanto que a corrente de sequência negativa é utilizada na detecção de faltas entre fases. A microrrede utilizada nesse trabalho é dividida por zonas, e as funções de proteção são alocadas de acordo com as características e necessidades de cada uma das zonas. Os resultados apresentados mostram que o método proposto confere ao sistema um esquema de proteção abrangente, mantendo a microrrede protegida contra todos os tipos de falta. Porém, para evitar abertura indesejada de disjuntores é necessário aplicar temporização a alguns relés do sistema, de acordo com a topologia da microrrede. Além disto, algumas situações de falta necessitam do uso de função de subtensão para detecção da mesma. Ainda que a estratégia de proteção de microrrede deva funcionar tanto para o caso ilhado como para o caso conectado à rede principal, o método proposto por (Nikkhajoie e Lasseter, 2007) faz uso de muitas características particulares da topologia da microrrede, reduzindo a versatilidade da estratégia de proteção para aplicação em microrredes com características diferentes.

Outro trabalho que propõe um método de proteção sem utilização de comunicação entre relés pode ser analisado em (Sahoo, 2014). Neste estudo propõe-se um esquema de proteção de microrredes por meio da coordenação de relés de sobrecorrente direcionais temporizados. Embora a maioria dos esquemas de proteção de microrredes envolva algum tipo de comunicação entre os relés, este trabalho sugere um

esquema de proteção sem comunicação, baseado em relés temporizados direcionais de sobrecorrente do tipo IDMT (*Inverse Definite Minimum Time*), que são amplamente utilizados em redes de distribuição de energia. Relés IDMT possuem ajuste único, calculado considerando-se o maior valor de corrente que flui pelo relé quando o sistema está com carga máxima e o menor valor de corrente de falta medida no ponto onde o relé está localizado. Estes relés utilizam curva de tempo inverso para faltas de baixa intensidade e características de tempo definido para faltas de alta intensidade, conferindo maior seletividade em suas operações. O sistema teste do trabalho possui alta penetração de GD, inclusive com geradores que envolvem interface por equipamentos de eletrônica de potência. Embora os resultados com relação à seletividade e rapidez na operação tenham sido bons, o processo de definição dos ajustes dos relés exige procedimentos extensos e trabalhosos para obter a coordenação ótima entre seus ajustes.

3.1.2 Estratégias de proteção com uso de comunicação

Estratégias de proteção com características mais flexíveis e que possuem processos de implementação mais simples são, normalmente, o foco de estudo da maioria dos pesquisadores nesta área. Tais atributos podem ser obtidos através do emprego de recursos tecnologicamente mais avançados, como por exemplo, o uso de comunicação no sistema de proteção, que pode ser verificado no trabalho elaborado por Dewadasa *et al.* (2011). Este trabalho propõe uma estratégia de proteção de microrredes baseada na utilização de relés diferenciais. O sistema de proteção sugerido é dividido em três subgrupos: linhas, barras e geradores. A proteção de linha é realizada colocando-se um relé em cada extremidade da linha com capacidade para comunicarem-se entre si. Este arranjo compõe uma proteção diferencial de linha. A proteção das barras é realizada de maneira semelhante, por meio da aplicação de proteção diferencial na barra, enquanto que os geradores possuem um arranjo de proteção composto pelas seguintes funções de proteção: subtensão, sobretensão, direcional de potência e sincronizador. A estratégia apresentada por este trabalho garante um sistema de proteção rápido, seletivo e coerente com as particularidades de funcionamento de uma microrrede, porém o esquema de proteção das GDs mostrou-se pouco abrangente com relação à ampla variedade de defeitos que estes estão sujeitos a apresentar. Um aperfeiçoamento no esquema de proteção destas máquinas, levando-se em consideração a técnica de proteção de microrredes sugerida, poderia acarretar em diminuição de

seletividade da proteção e confiabilidade do sistema, além de tornar os métodos de implementação desta estratégia mais complexos.

De maneira semelhante a (Dewadasa *et al.*, 2011), (Sortomme *et al.*, 2010) propõem um esquema de proteção de linhas de distribuição em ambientes de microrrede baseado em relés capazes de se comunicarem, formando uma proteção diferencial para cada uma das linhas da rede. A estratégia desenvolvida neste trabalho tem também como foco proteger o sistema contra faltas de alta impedância. Os resultados obtidos das simulações realizadas são aceitáveis, porém o método pode não ser justificável economicamente, pois necessita de um grande número de relés para seu funcionamento.

Dando continuidade ao trabalho apresentado em 2010 (Sortomme *et al.*, 2010), (Sortomme *et al.*, 2013) propõe um esquema de proteção utilizando função diferencial por zona. Com o objetivo de elaborar uma estratégia mais atrativa economicamente do que o método proposto por (Sortomme *et al.*, 2010), este trabalho compara o número de relés utilizados para realizar a proteção diferencial das linhas de distribuição com o número de relés utilizados para realizar a proteção diferencial por zona, e mostra que, quanto maior o número de relés, maiores são os custos financeiros e a confiabilidade do sistema. Por outro lado, quanto menor o número de relés, menores são os custos financeiros e a confiabilidade do sistema. A partir destes fatos, (Sortomme *et al.*, 2013) formula um problema de otimização que visa encontrar o ponto ótimo entre investimento financeiro, número e posicionamento dos relés no sistema, e confiabilidade da microrrede. O problema formulado é solucionado por um algoritmo genético. Os resultados apresentados exibem redução considerável nos custos financeiros mantendo o sistema protegido como em (Sortomme *et al.*, 2010), porém com menor nível de confiabilidade no sistema.

É inegável que as proteções de microrredes necessitam ser mais sofisticadas, com o intuito de ampliar sua versatilidade e compatibilidade com as diferentes formas de operação de uma microrrede. Para isto, estratégias adaptativas e que utilizam o recurso da comunicação são inevitáveis. Seguindo esta linha de raciocínio, algumas pesquisas propõem esquemas de proteção que utilizam centralização de informações. Esquemas de proteção baseados neste princípio aumentam a confiabilidade da microrrede, uma vez que possuem conhecimento de parâmetros e eventos de toda a rede. Em (Li *et al.*, 2014) e (Ustun *et al.*, 2011) são propostas estratégias muito semelhantes, que fazem uso de uma central de comando responsável por gerenciar o sistema de proteção a partir de informações centralizadas

sobre a microrrede. A central de comando possui comunicação com relés e dispositivos que monitoram *status* de operação de geradores e do PCC. Desta maneira, o envio de informações sobre alterações no *status* do PCC ou de algum gerador à central de comando permite que a mesma detecte a nova configuração da microrrede e recalcule ajustes para cada um dos relés do sistema. Ainda que o cálculo de novos ajustes sugira adaptabilidade aos métodos de proteção propostos, estes cálculos são realizados com base nos parâmetros de possíveis topologias que as microrredes estudadas podem apresentar, o que faz com que a versatilidade destas estratégias para aplicação em outras microrredes seja seriamente comprometida.

Outra técnica de proteção que se baseia no princípio de informações centralizadas é proposta em (Khederzadeh, 2013). Diferente dos casos discutidos anteriormente, este método não utiliza a central de comando para recalcular ajustes dos relés, mas sim para tomar as decisões de abertura de disjuntores do sistema. Cada linha de distribuição deve conter um relé em cada uma de suas extremidades, responsáveis por monitorar o fluxo de potência no ponto em que estão localizados. A direção do fluxo aferido pelos relés é enviada à central de comando, que por sua vez analisa as informações da seguinte maneira: quando os dois relés da mesma linha informam fluxo para mesma direção, conclui-se que a falta não foi nesta linha; caso tenham direções opostas, deduz-se que a falta foi na referida linha. O comando de abertura de disjuntores é então enviado pela central de comando. Esta estratégia possui a vantagem de não depender dos níveis de corrente de curto circuito, somente do sentido do fluxo de potência. Assim, mesmo em condições onde a microrrede possui baixas correntes circulando em suas linhas, a falta é detectada. Este método não prevê proteções para faltas em barras nem em geradores.

3.1.3 SMA aplicado à Proteção de Sistemas Elétricos de Potência

A necessidade de desenvolver um esquema de proteção de microrredes capaz de protegê-la em suas diversas condições de operação, para os diferentes tipos de faltas existentes, direcionou as pesquisas dessa área a buscar recursos mais sofisticados para implementação das estratégias de proteções, como por exemplo, a exploração de técnicas de Inteligência Artificial. É importante ressaltar que já existem trabalhos que utilizam recursos da IA aplicadas a estratégias de proteção de sistemas de potência (Tomita *et al.*, 1998;

Coury *et al.*, 2002; Yang e Zhu, 2004; Zeng *et al.*, 2004; Chen e Kong, 2007; Zhu *et al.*, 2009; Maiola, 2014; Nascimento, 2014).

Um dos primeiros trabalhos a fazer a utilização de um dos recursos oferecidos pela IA foi o de Tomita *et al.* (1998), propondo uma estratégia de proteção de sistemas elétricos baseado em um Sistema Multiagente. Este trabalho propõe a criação de quatro tipos de agentes: agentes de equipamentos, agentes móveis, agentes protetores e agentes reorganizadores. Os agentes de equipamentos são os responsáveis por realizar as medições e fazer cálculos dos parâmetros da rede. Os agentes móveis são responsáveis por buscar e transmitir as informações entre os agentes do sistema. Os agentes protetores são os agentes responsáveis por detectar e acionar medidas para eliminação da falta. E, por fim, os agentes reorganizadores são os responsáveis por atualizar o sistema de proteção de acordo com mudanças na topologia da rede. O princípio de funcionamento do esquema proposto é baseado em proteção diferencial. Desta forma, agentes protetores monitoram uma determinada área da rede por meio do recebimento de informações de dois agentes de equipamento, cujos posicionamentos determinam a área protegida. Caso haja diferença na corrente monitorada destes dois pontos, os agentes protetores informam os agentes de equipamentos que a abertura dos disjuntores deve ser realizada. Após a abertura do disjuntor, agentes de equipamento enviam informações a respeito da mudança da topologia aos agentes reorganizadores que, por sua vez, determinam novas áreas de monitoramento para os agentes protetores cuja alteração é necessária para manter a rede protegida. É importante ressaltar que dentro de cada um dos quatro tipos de agentes mencionados anteriormente existem agentes classificados em diversos subtipos, cada um com uma função específica no funcionamento do sistema de proteção. Por exemplo, os agentes de equipamentos são divididos em agentes de linha, agentes de barra, agentes de disjuntores, agentes de transformadores de corrente e agentes de transformadores de potência, cada qual com a sua função específica. O mesmo se aplica aos outros tipos de agente apresentados. Os resultados apresentados mostram que o esquema de proteção proposto possui alta seletividade, rapidez de operação, adaptabilidade e proporciona também confiabilidade à rede. O uso da inteligência artificial na implementação desta estratégia permite redução de custos de utilização de redundância de *hardware*, comumente utilizada em esquemas de proteção convencionais a fim de prover maior confiabilidade ao sistema de proteção. Apesar das diversas vantagens apresentadas pelos resultados deste trabalho, o esquema de proteção faz utilização de um sistema multiagente complexo, uma vez que faz uso de

15 diferentes subtipos de agentes com diferentes papéis no funcionamento do esquema de proteção, o que pode dificultar sua implementação, manutenção, atualizações e incremento de funcionalidades, além de apresentar maior potencial para surgimento de problemas em seu funcionamento.

Publicado mais recentemente, outro trabalho que faz utilização de Sistemas Multiagentes para elaborar uma estratégia de proteção de sistemas de energia elétrica é o descrito em (Zhu *et al.*, 2009). Este trabalho propõe um esquema de proteção capaz de identificar a topologia da rede e calcular os ajustes adequados para cada um dos relés presentes nesta rede. Estes cálculos são realizados por meio da matriz de impedâncias da rede, que é gerada por um dos agentes do sistema proposto. Desta forma, cada vez que uma seção da rede é isolada devido à ocorrência de uma falta, existe um agente que identifica a mudança de topologia, um agente que gera uma nova matriz de impedâncias, um agente que faz os cálculos dos novos ajustes dos relés e um agente que distribui os novos ajustes para estes relés. A comunicação entre os agentes do sistema é realizada por meio do protocolo de comunicação MMS (*Manufacturing Message Specification*), por uma rede WAN (*Wide Area Network*) em configuração de anel, e possui seus IED's (*Intelligent Electronic Devices*) conectados diretamente à rede WAN. IED é o conjunto de equipamentos (computador, relé, conversor de sinal, software utilizado para execução do agente, entre outros) que são designados a realizar funções como, detecção de eventos e processamento de dados locais da rede de energia elétrica. A conexão de IEDs diretamente à rede WAN permite que todo processo de comunicação seja realizado digitalmente, aumentando a velocidade de troca de informações no sistema. Assim, a estrutura multiagente proposta neste trabalho é composta por agentes locais posicionados em cada um dos IEDs (um por IED), que se comunicam com os outros relés do sistema multiagente por meio da rede WAN. No total, esta estrutura multiagente é composta por nove tipos de relés, visto que além dos tipos de agente já mencionados anteriormente, existem também dois agentes para realizar funções auxiliares ao sistema de comunicação, como verificar congestionamento na rede WAN e priorizar envio de mensagens mais importantes, e outros dois agentes que desempenham funções para manter o sistema protegido durante o período de tempo em que está sendo realizado o cálculo dos novos ajustes dos relés. Nesta última situação, o mecanismo adotado para proteção do sistema de energia é a realização local de ajustes convencionais até que os novos ajustes sejam calculados. O trabalho proposto apresentou uma estratégia

de proteção adaptativa de alta seletividade, com sistema de comunicação eficiente, rápido e viável, uma vez que o protocolo de comunicação adotado é amplamente utilizado industrialmente para troca de informações digitais de alta velocidade. Apesar dos pontos positivos mencionados, os resultados apresentados mostram que os processos necessários para realizar novos ajustes nos relés do sistema consomem quantidades de tempo razoáveis. A utilização de informações obtidas nos cálculos de procedimentos de adaptação anteriores reduz o tempo do cálculo de novos ajustes, porém, o mesmo ainda pode ser considerado longo dependendo de sua finalidade de proteção e topologia da rede. Além disto, uma análise cuidadosa deve ser feita com relação aos ajustes tradicionais utilizados durante o período de cálculo de novos ajustes a fim de se manter a rede protegida contra possíveis faltas neste período.

Com objetivos semelhantes à (Tomita *et al.*, 1998) e (Zhu *et al.*, 2009), o trabalho desenvolvido por Maiola (2014) propõe uma arquitetura multiagente para proteção de sistemas radiais com presença de GD. Baseado em uma estrutura hierárquica, a composição do sistema multiagente proposto é formada por três tipos de agentes: agente relé, agente coordenador e agente configurador. O agente relé é responsável por detectar eventos na rede, o agente coordenador realiza a localização da falta com base em informações de topologia da rede e o agente configurador determina as operações necessárias para eliminação da falta pela utilização de sistemas especialistas. A detecção de eventos é realizada comparando-se o valor atual da corrente com o valor anterior e, caso esta diferença ultrapasse o limite permitido, o agente relé envia mensagem para o agente coordenador informando-o. O agente coordenador, por sua vez, localiza a falta e envia esta localização para o agente configurador, que determina quais relés devem realizar a abertura de disjuntores. Após esta determinação, o agente configurador envia estas informações para o agente coordenador. Por fim, o agente coordenador envia mensagem para os agentes relé com o comando de efetuação ou bloqueio de *trip*. Os resultados deste trabalho mostraram ganhos expressivos na velocidade da eliminação de falta quando comparado ao sistema de proteção convencional aplicado ao sistema teste. Além disto, a estratégia de proteção proposta proporciona alta seletividade e simplicidade em sua estrutura multiagente, o que facilita sua implementação, manutenções, atualizações e possíveis futuros incrementos de funcionalidades. Em contrapartida, o método de detecção de eventos baseado em comparação de variação de corrente com um limite definido compromete gravemente a adaptabilidade do

esquema proposto para aplicação em redes de distribuição com diferentes topologias.

Embora não apresentem esquemas de proteção para microrredes, é possível notar que os trabalhos desenvolvidos por Tomita *et al.* (1998), Zhu *et al.* (2009) e Maiola (2014) apresentam conceitos fundamentais para o desenvolvimento de proteções de microrredes baseado no uso de Sistemas Multiagente. Seguindo a linha de pesquisa destes trabalhos, Nascimento (2014) propõe uma estratégia de proteção de linhas de distribuição de microrrede a partir do uso de Sistemas Multiagente. Este trabalho foi desenvolvido com base no esquema de proteção apresentado por Maiola (2014), e, portanto, apresenta a mesma estrutura hierárquica de sistema multiagente, que propõe três tipos de agentes: agentes relé, responsáveis pela detecção da falta; agente coordenador, responsável por localizar a falta; e agente configurador, responsável por determinar operações para eliminação da falta. Com funcionamento muito semelhante, o esquema de proteção apresentado por Nascimento (2014) possui algumas diferenças imprescindíveis para realização da proteção de microrredes. Em um primeiro momento, vale ressaltar a capacidade de operação para topologia ilhada da microrrede que este esquema apresenta. Em um segundo momento, destaca-se que, neste trabalho, a detecção de faltas é realizada através de funções de sobrecorrente direcionais, que detectam alterações de corrente maiores de que 20%. A troca de mensagens entre os agentes deste esquema funciona de maneira muito similar ao esquema apresentado em (Maiola, 2014). A detecção direcional de eventos por variação de corrente, juntamente com o funcionamento baseado em sistema multiagente proporciona seletividade, rapidez e adaptabilidade à estratégia proposta.

Com base nos estudos expostos anteriormente, pode-se afirmar que a aplicação de técnicas de Inteligência Artificial às estratégias de proteção de microrredes mostra grande potencial para superar os inúmeros desafios presentes nesta linha de pesquisa. Este trabalho segue a linha de raciocínio proposta por (Maiola, 2014) e (Nascimento, 2014) e, portanto, aborda a aplicação de duas técnicas de IA à proteção de microrredes: Sistemas Multiagente e Sistemas Especialistas.

4 PROTEÇÃO DE GERADORES SÍNCRONOS EM AMBIENTE DE MICRORREDES

Conforme apresentado na Seção 2.3, as unidades geradoras que fazem parte de uma microrrede são de pequeno porte e, normalmente, são fontes renováveis de energia. Muitas dessas microfontes possuem seu princípio de funcionamento baseado em geração de corrente contínua como, por exemplo, energia fotovoltaica e células de combustível, ou geradores com frequência de geração variável ou diferente da frequência de operação da rede, como alguns tipos de fontes de energia eólicas, geradores a combustão e geradores hidrelétricos. Para estes casos de microfontes é necessário o uso de interface baseada em eletrônica de potência para a conexão da fonte geradora à rede de distribuição, a fim de tornar a frequência e a natureza da energia gerada compatíveis com o sistema (IEEE Standards Coordinating Committee 23, 1989). Estes equipamentos limitam as correntes de falta da fonte de geração em até aproximadamente 1,2 p.u. de sua corrente nominal, o que torna a detecção da falta extremamente difícil de ser realizada (Hatziaargyriou, 2014). Vale ressaltar que, caso sejam capazes de manter sua frequência de geração compatível com a da rede de distribuição durante sua operação, geradores síncronos e geradores de indução podem ser conectados diretamente à rede, sem a necessidade da interface mencionada anteriormente.

Desta forma, por ser um dos focos deste trabalho, um esquema de proteção de geradores síncronos de médio porte com aterramento de alta impedância, considerando a presença de GD e ausência de interface baseada em eletrônica de potência será apresentado nas seções a seguir, juntamente com a explicação de suas funções e particularidades.

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

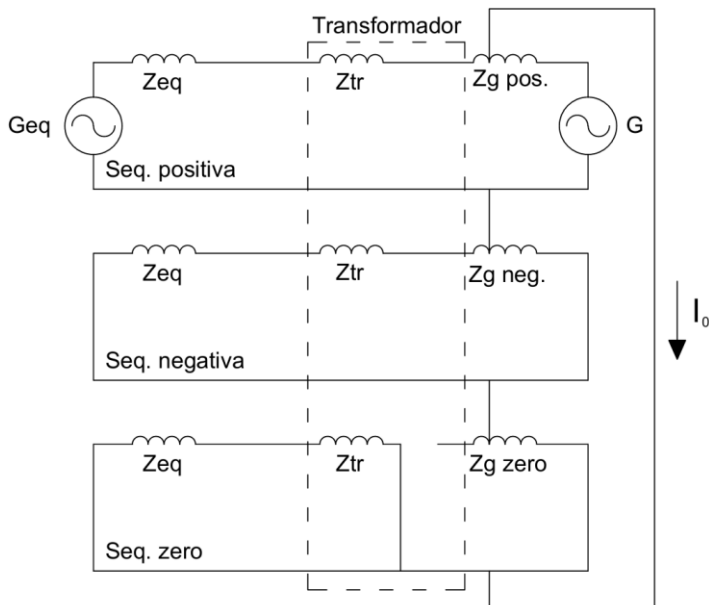
É importante ressaltar inicialmente que a configuração mais comumente adotada para os enrolamentos do estator de geradores utilizados no funcionamento de microfontes de energia elétrica é a configuração em estrela (IEEE Power System Relaying Committee, 2013). Uma breve análise comparativa entre os equacionamentos das configurações estrela e delta mostra que, para a aplicação em questão, a primeira oferece vantagens técnicas e econômicas com relação à segunda, além de proporcionar a possibilidade de aterramento pelo neutro do gerador. O aterramento da máquina pode proporcionar

vantagens associadas à proteção do gerador dependendo do tipo deste aterramento, como por exemplo, limitar correntes de curto circuito para faltas internas à terra, proporcionar meios de detecção de faltas, limitar esforços mecânicos causados por faltas externas, entre outros (IEEE Surge Protective Devices Committee, 1989). Desta forma, o esquema de proteção elaborado neste capítulo leva em consideração máquinas síncronas com enrolamentos de estator em configuração estrela aterrado.

Outro fator de destaque é a influência da configuração do transformador elevador da conexão de geração distribuída no comportamento do sistema para situações de falta. Segundo (IEEE Standards Association, 2001), a configuração mais comumente utilizada nestes transformadores é a estrela aterrado/delta (rede/gerador). Os estudos apresentados em (Artritt e Dugan, 2008) justificam esta ampla utilização, uma vez que os aspectos analisados neste trabalho mostram as vantagens e desvantagens de cada uma das possíveis configurações de transformador elevador aplicado à conexão de geração distribuída. Desta forma, a configuração estrela aterrado/delta foi a escolhida para realização dos estudos deste trabalho.

Faz-se importante destacar neste momento, duas importantes características oriundas da utilização de geradores acoplados à rede com transformador elevador em configuração estrela aterrado/delta. Primeiramente, fica evidente que esta configuração proporciona referencial de terra para a rede mesmo quando o subsistema encontra-se operando em topologia ilhada. Como segunda característica, apontam-se algumas particularidades no comportamento do sistema perante faltas à terra. Esta configuração de transformador elevador impede a circulação de corrente de sequência zero entre o circuito da rede de distribuição e o gerador, fazendo com que, dependendo da topologia da rede e do local da falta, sua magnitude seja reduzida, dificultando assim sua detecção. A Figura 4.1 ilustra um exemplo de diagrama de impedâncias que deixa claro essa característica. Esse diagrama representa a ocorrência de uma falta interna ao gerador “G”. A rede de distribuição é representada pela geração e impedância equivalentes “ G_{eq} ” e “ Z_{eq} ”. Observa-se pela Figura 4.1 que não existe circulação de corrente de sequência zero no circuito da concessionária e, portanto, a corrente real que circula na rede para uma falta localizada no circuito conectado ao lado delta do transformador tem sua magnitude reduzida, podendo não ser detectada pelos relés posicionados no circuito da rede. É possível observar pelo diagrama da Figura 4.1 que a corrente real de curto-circuito no circuito da rede depende também de suas características de impedância, sendo necessário realizar um estudo de aplicação cuidadoso, caso a caso.

Figura 4.1 – Exemplo de efeito de transformador elevador



Fonte: próprio autor

4.2 ESQUEMA DE PROTEÇÃO

A recomendação básica de proteção de geradores do IEEE (IEEE Standards Association, 2001) é dada de acordo com o porte e capacidade da máquina da GD. Nesta referência, são classificadas como:

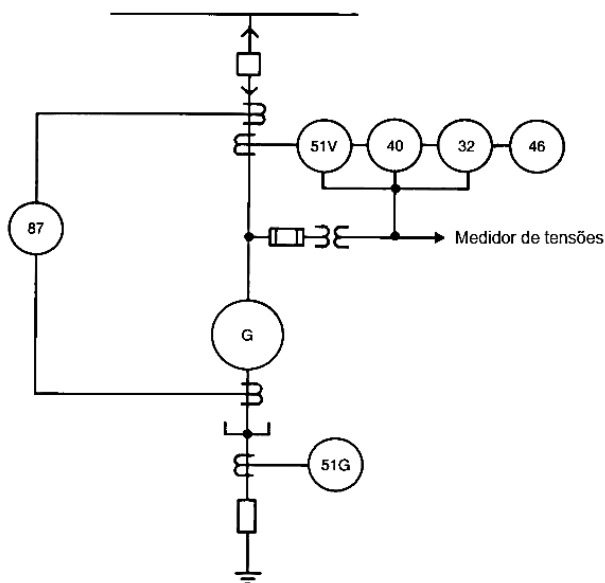
- Pequeno porte: máximo de 1.000 kVA para tensão de até 600V; máximo de 500kVA para tensão acima de 600V;
- Médio porte: de pequeno porte até 12.500 kVA independente da tensão;
- Grande porte: de médio porte até aproximadamente 50.000 kVA.

Para o caso de geradores de médio porte, na presença de mais unidades geradoras na mesma rede de distribuição, as funções de proteção recomendadas por IEEE (IEEE Standards Association, 2001) são:

- a) Função 51V: sobrecorrente temporizado com restrição de tensão;
- b) Função 51G: sobrecorrente temporizado de terra;
- c) Função 87: proteção diferencial percentual;
- d) Função 32: proteção direcional de potência;
- e) Função 40: proteção contra perda de excitação;
- f) Função 46: relé de sobrecorrente de sequência negativa;
- g) Função 64F: relé de proteção de terra do circuito de excitação.

As funções de proteção listadas anteriormente estão ilustradas no esquema de ligação da Figura 4.2, com exceção da função 64F que realiza proteção do rotor da máquina.

Figura 4.2 – Esquema de proteção para geradores de médio porte



Fonte: (IEEE Standards Association, 2001), editada pelo autor

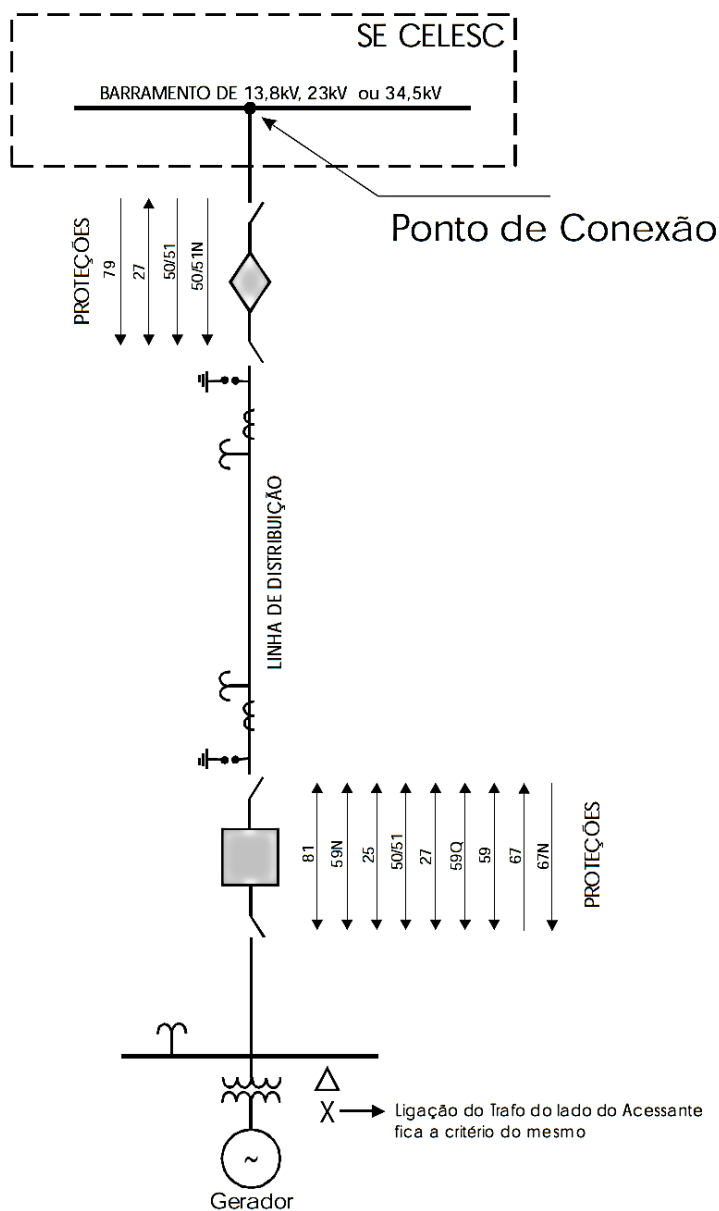
As funções recomendadas anteriormente formam um conjunto de proteção que tem como objetivo proteger somente o gerador, ou seja, partem do ponto de vista de proteção do acessante. Quando essas gerações são conectadas à rede de distribuição, surgem preocupações do de vista da concessionária. Desta forma, a concessionária exige determinadas funções de proteção e configuração de transformador de

interconexão que devem ser submetidas à aprovação. Em (Celesc, 2006) pode-se verificar sugestões de proteções para conexão de geração distribuída em sua rede de distribuição. As funções do esquema de proteção orientativo para conexão em 13,8kV, 23kV ou 34,5kV sugerido pela CELESC estão listadas abaixo e podem ser verificadas na Figura 4.3.

- a) Função 81: relé de frequência;
- b) Função 59N: relé de sobretensão de neutro;
- c) Função 25: dispositivo de conferência de sincronismo;
- d) Função 50: relé de sobrecorrente;
- e) Função 51: relé de sobrecorrente temporizado;
- f) Função 27: relé de subtensão;
- g) Função 59Q: relé de sobretensão de sequência negativa;
- h) Função 59: relé de sobretensão;
- i) Função 67: relé de sobrecorrente direcional;
- j) Função 67N: relé de sobrecorrente direcional de neutro.

Os requisitos operacionais contidos em (Celesc, 2006) exigem que o esquema de proteção do acessante tenha capacidade de detectar a desconexão do sistema principal da distribuidora e atuar com o objetivo de impedir que seu sistema de geração opere isolado. Algumas das recomendações de funções de proteção da CELESC listadas anteriormente são justificadas por esta imposição, como por exemplo, as funções 81, 25, 27 e 59, utilizadas para detecção de ilhamento, reconexão do gerador após a normalização da operação, subtensão e sobretensão, respectivamente. Outras funções são sugeridas com objetivo de realizar a proteção da interconexão do gerador, como é o caso das funções 50, 51 e 59N. Já a função 32 deve ser utilizada quando o contrato de acesso à rede de distribuição, firmado entre a concessionária e o acessante, não permitir venda de energia excedente, atuando, portanto, quando houver fluxo de potência do autoprodutor para a rede da CELESC. Sendo assim, a recomendação de uso da função 32 depende do acordo estabelecido entre o acessante e a acessada. Desta forma, é de responsabilidade do acessante a elaboração de um esquema de proteção para realização do acesso à rede de distribuição, levando-se em consideração os aspectos apresentados anteriormente. Este esquema deve ser submetido à concessionária para avaliação técnica e aprovação para implementação (Celesc, 2006).

Figura 4.3 – Esquema de proteção orientativo CELESC



Fonte: (Celesc, 2006)

Tendo em vista que as proteções listadas anteriormente são recomendações, neste trabalho foram selecionadas funções consideradas importantes para compor o esquema de proteção de geradores em ambiente de microrredes. Tais funções têm seu funcionamento detalhado nas próximas seções. O esquema de proteção de geradores síncronos estudado neste trabalho é constituído das seguintes funções:

- a) Função 25;
- b) Função 59;
- c) Função 27;
- d) Função 32;
- e) Função 40;
- f) Função 46;
- g) Função 50;
- h) Função 51G;
- i) Função 51V;
- j) Função 87;
- k) Função 64G;
- l) Função 81.

4.2.1 Função 25

Esta função garante que não haja diferença entre fases, magnitude e frequência de tensões entre dois circuitos no momento em que são conectados um ao outro. Quando um gerador é conectado à rede de distribuição de energia é extremamente importante garantir a sincronização entre estes dois circuitos a fim de prevenir danos ao gerador e ao transformador elevador. Os limites para sincronização são estipulados pelo fabricante do gerador, e normalmente não permitem diferenças maiores que 10 graus de defasagem entre fases, 5% de diferença entre as magnitudes das tensões e 0,067 Hz de diferença entre as frequências (IEEE Power System Relaying Committee, 2013). Desta forma, a função 25 é responsável por monitorar as magnitudes de tensões, ângulo entre fases e velocidade de rotação do gerador, e bloquear o fechamento do disjuntor caso estas limitações não sejam atendidas, garantindo a sincronização do mesmo com a rede no momento da reconexão.

4.2.2 Função 59

A função 59 atua como relé de sobretensão, ou seja, opera quando a tensão aferida ultrapassa o valor pré-ajustado. Esta função protege o gerador contra eventos que aumentam o nível de tensão em seus terminais: descargas atmosféricas, perda súbita de carga, falha no regulador de tensão, entre outros. A não detecção destes eventos causa grandes esforços no isolamento da máquina síncrona (Kindermann, 2014). Esta proteção deve possuir dois ajustes, um instantâneo e um temporizado. O ajuste da função temporizada deve ser de 110% da tensão nominal, e deve ser realizado de acordo com curvas de tempo inverso. Já o ajuste instantâneo é normalmente regulado para operar com um *pickup* em torno de 130% da tensão nominal, podendo ser ajustado com valores de até a 150% desta tensão. O Quadro 4.1 expõe a relação entre a tensão nos terminais de um gerador e o tempo que o equipamento suporta tal condição. A atuação desta função consiste em abrir o disjuntor do gerador, abrir o disjuntor da excitatriz e interromper a fonte responsável pelo movimento de rotação do rotor (IEEE Standards Association, 2001).

Quadro 4.1 – Relação de tempo e nível de tensão em geradores

Tensão	Tempo
105%	Continuamente
110%	30 min
115%	5 min
125%	2 min

Fonte: (Blackburn e Domin, 2014)

4.2.3 Função 27

O relé de subtensão é um relé que atua quando o nível da tensão monitorada fica abaixo do valor de tensão ajustado. As quedas de tensão podem ser decorrentes de diversos eventos, dentre os quais: sobrecarga na rede elétrica, déficit de geração, perda de campo da máquina síncrona, defeito no regulador de tensão, oscilações no sistema elétrico, entre outros. A queda de tensão no sistema, quando não corrigida, causa redução no limite de estabilidade, absorção excessiva de reativos da rede e mau funcionamento de equipamentos que possuem seu desempenho baseado na medição de tensão (IEEE Standards Association, 2001;

IEEE Power System Relaying Committee, 2013; Kindermann, 2014). Normalmente, geradores são projetados para atuar continuamente a um mínimo de tensão de 95% da tensão nominal quando operando à frequência nominal. Desta maneira, o ajuste para a função de subtensão deve ser 95% da tensão nominal do gerador. Ultrapassado este ajuste, o modo de atuação desta função é de somente acionar um alarme para o operador, e não abrir automaticamente nenhum disjuntor (IEEE Power System Relaying Committee, 2013).

4.2.4 Função 32

A função 32 oferece proteção da máquina síncrona contra motorização. A motorização é um evento decorrente de uma operação anormal no sistema, que ocorre quando por algum motivo, há uma interrupção indesejada da fonte de energia cinética responsável pelo movimento de rotação do rotor da máquina. Quando isto ocorre, e o circuito do rotor continua energizado, a máquina síncrona passa a operar como motor síncrono, absorvendo potência ativa da rede a fim de compensar as perdas do gerador e da fonte de energia cinética (IEEE Power System Relaying Committee, 1995). A maior preocupação desta proteção se dá para a turbina da unidade geradora. No caso de centrais hidrelétricas, devido à redução de pressão da água que a motorização causa nas lâminas da turbina, observa-se a ocorrência de cavitação e de aumento de temperatura da mesma (Kindermann, 2008).

O princípio de funcionamento da função 32 é baseado no relé direcional de corrente, ou seja, o relé 32 opera quando o fluxo de energia em um determinado sentido ultrapassa o nível pré-ajustado. Seu ajuste é feito com base na corrente nominal do gerador (Kindermann, 2008):

$$I_{ajuste} = (3a10\%) I_{nominal} \quad (4.1)$$

O relé 32 deve atuar com uma temporização a fim de evitar a atuação indevida causada por distúrbios na rede. Além do tempo considerado para evitar operações indesejadas, a temporização do relé deve levar em consideração também o tempo de motorização da turbina, informado pelo fabricante. A temporização desta função de proteção pode chegar a 60 segundos, dependendo do tipo da turbina e da geração (IEEE Power System Relaying Committee, 2013). Para os casos em que a geração é por meio de combustão, a temporização deve ser mais curta,

próxima de 10 segundos, pois a motorização nestes casos oferece maior risco à segurança (IEEE Power System Relaying Committee, 1995).

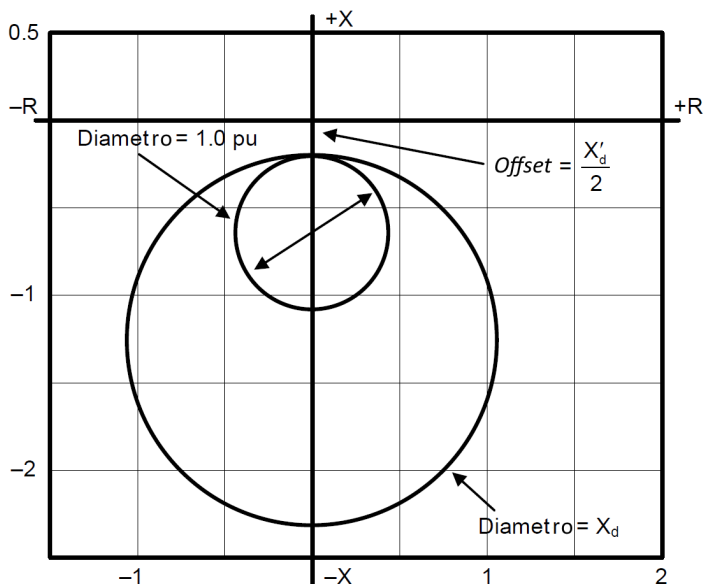
4.2.5 Função 40

A função 40 tem como objetivo proteger o gerador contra danos causados pela perda de excitação. Esta função é exercida pelo relé 21 (relé de distância), que é instalado direcionado para o interior da máquina síncrona. Quando ocorre a perda da excitação, a impedância do gerador se torna quase que puramente reativa, e, portanto, o relé de distância monitora a região característica do plano R-X em que se encontra a impedância da máquina síncrona nas condições de perda de excitação. Esta região está ilustrada na Figura 4.4, que mostra a região de ajuste do relé, ou seja, a região característica em que a impedância da máquina se localiza no plano R-X para a condição de perda de excitação do gerador (Kindermann, 2008).

A perda de excitação em uma máquina síncrona pode ser causada pela abertura accidental ou curto-circuito, ambos localizados no circuito da excitatriz. Os danos causados por esse tipo de defeito são graves, o que faz com que essa proteção tenha uma função extremamente importante, e deve atuar imediatamente após a detecção do defeito. Caso o defeito não seja eliminado, o gerador síncrono passa a atuar como um gerador de indução, obtendo a excitação de seu sistema em forma de VAR por meio da absorção de grande quantidade de energia reativa do sistema. O defeito causa também sobrevelocidade e sobreaquecimento do rotor, além de acentuada queda da tensão nos terminais da máquina, afetando diretamente a estabilidade do sistema (IEEE Power System Relaying Committee, 1995).

O método mais utilizado e que oferece maior confiabilidade para realização da proteção contra perda de excitação é o *Negative Offset Mho Element Protection Scheme*. Este método possui configurações e ajustes simples de serem efetuados. Os ajustes devem ser realizados conforme ilustrado na Figura 4.4, onde X'_d é a reatância transitória e X_d é a reatância permanente do gerador. Os tempos de atuação são de 0,1 e 0,5 segundos, para as zonas 1 (círculo menor) e para a zona 2 (círculo maior), respectivamente. Os tempos de atraso na atuação visam evitar operação indevida do relé. A zona 1 representa a região característica do plano R-X em que os danos ao gerador são mais severos, portanto o relé deve atuar mais rapidamente (IEEE Power System Relaying Committee, 1995; IEEE Power System Relaying Committee, 2013).

Figura 4.4 – Ajuste da função 40



Fonte: (IEEE Power System Relaying Committee, 1995), editada pelo autor

4.2.6 Função 46

A função 46 realiza a proteção contra situações e defeitos que causam desequilíbrio nas correntes do gerador. Esta função atua como um relé de sobrecorrente para a corrente de sequência negativa, ou seja, atua quando a corrente de sequência negativa ultrapassa um valor pré-estabelecido nos ajustes.

Os eventos mais comuns responsáveis por gerar corrente de sequência negativa no gerador são: cargas desbalanceadas no sistema, faltas desbalanceadas no sistema, abertura de fase na rede elétrica e falhas nos enrolamentos do estator. As consequências da circulação de corrente de sequência negativa em um gerador são graves. As componentes de sequência negativa são três fasores equilibrados que giram na velocidade síncrona, em sentido contrário ao sentido da sequência positiva. Desta forma, a velocidade relativa entre as sequências é de 120Hz, e isto faz com que a corrente de sequência negativa atue como um freio eletromagnético, causando vibrações e sobreaquecimento nos enrolamentos do rotor e do estator (Kindermann, 2008).

Os ajustes desta função dependem da capacidade térmica do rotor do gerador. A capacidade térmica pode ser obtida pelos dados do fabricante, e permitirá saber o tempo e o nível de corrente de sequência negativa que poderá circular na máquina sem causar danos à mesma. A expressão que representa a capacidade do gerador expressada em termos de $I_2^2 t$ pode ser observado na equação (4.2).

$$K = I_2^2 t \quad (4.2)$$

Onde:

K – Constante que depende do tipo e porte do gerador;

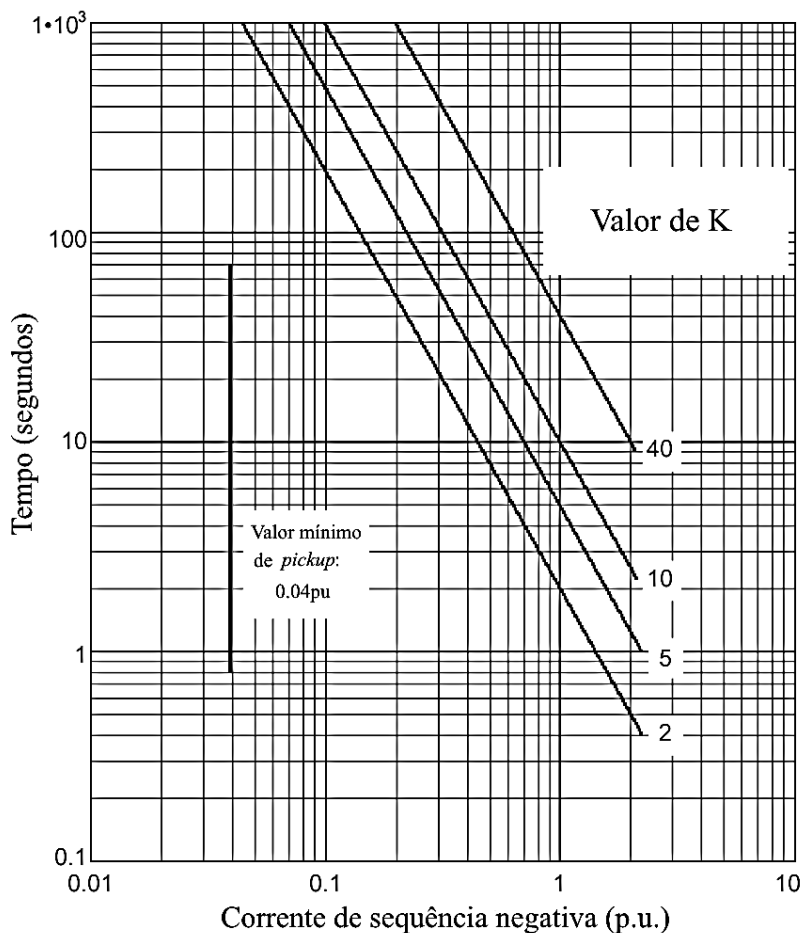
I_2 – Corrente de sequência negativa;

t – Tempo em segundos;

O valor da constante K é determinado colocando-se sensores de temperatura no rotor ao longo do caminho percorrido pela corrente de sequência negativa durante a aplicação da mesma no estator. Desta forma, este monitoramento determina o tempo e o nível de corrente de sequência negativa que o rotor pode suportar (IEEE Power System Relaying Committee, 1995).

O ajuste da temporização do relé deve ser de acordo com a sua característica de suportabilidade. A Figura 4.5 mostra um exemplo de gráfico com as características de ajuste de temporização. As curvas de tempo inverso estão em escala logarítmica, e cada uma delas representa um valor diferente de K . Assim, a partir do gráfico ilustrado, é possível observar que quando a constante K for igual a 2, para um corrente de sequência negativa de 1p.u., a temporização de atuação do relé será de 2 segundos. As curvas da Figura 4.5 representam os valores de constante K mais comuns de geradores, porém em alguns casos o gerador protegido pode ter uma constante K diferente dos apresentados. Neste caso o fabricante deve ser consultado a respeito da sua curva inversa de capacidade.

Figura 4.5 – Características de operação temporizada da função 46



Fonte: (IEEE Power System Relaying Committee, 1995), editada pelo autor

4.2.7 Função 50

A proteção de sobrecorrente opera quando a corrente monitorada aumenta além do valor de corrente ajustado. Desta forma, a função 50 é responsável por proteger o gerador da maioria dos defeitos que possam vir a ocorrer tanto no lado do acessante quanto na rede de distribuição. Deve-se ter muita atenção com os ajustes desta função, pois geradores com aterramento de alta impedância têm sua corrente de falta

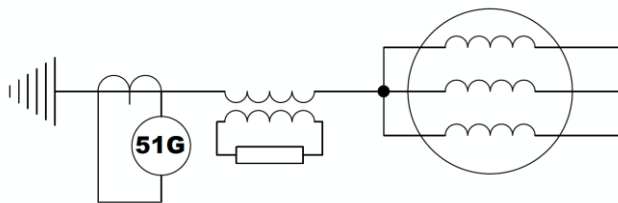
monofásica à terra limitada a níveis entre 5 e 25A, portanto, ajustes maiores que estes valores podem culminar na não detecção de faltas. Por outro lado, baixos ajustes de *pickup* podem acarretar em atuações indevidas deste relé (IEEE Power System Relaying Committee, 2007). Em (Kindermann, 2012) indica-se o ajuste de relé de sobrecorrente instantâneo de acordo com a expressão (4.3).

$$(1,4 \text{ a } 1,5) I_{\text{nominal de carga}} \leq I_{\text{Ajuste}} \leq \frac{I_{\text{CCmin}}}{1,5} \quad (4.3)$$

4.2.8 Função 51G

A função de sobrecorrente de terra temporizada é comumente utilizada como uma proteção de retaguarda (*backup*) para o gerador. Tem como papel detectar as faltas à terra não eliminadas pelas proteções primárias (IEEE Power System Relaying Committee, 1995), além de detectar correntes de contribuição fornecidas pela rede principal para falta no gerador (IEEE Power System Relaying Committee, 2007). Este relé é instalado no neutro do gerador e funciona como um relé de sobrecorrente temporizado que detecta correntes que circulam no neutro da máquina. Sua temporização serve para que a proteção primária atue antes, e esta só atue caso a falta não tenha sido eliminada. A Figura 4.6 ilustra o esquema de ligação da função 51G.

Figura 4.6 – Esquema de ligação função 51G



Fonte: (IEEE Power System Relaying Committee, 2013), editada pelo autor

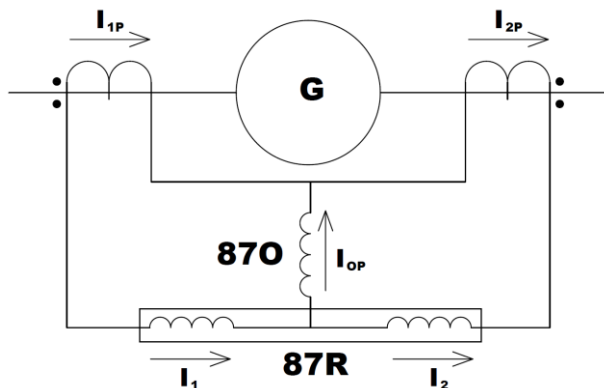
O ajuste dessa função para proteção em geradores é tipicamente realizado de maneira a permitir 5% de desequilíbrio entre as fases. Ou seja, o ajuste deve ser feito de com referência no maior valor de corrente que passa pelo neutro do gerador na ocorrência de uma falta monofásica à terra (IEEE Power System Relaying Committee, 2013).

4.2.10 Função 87

A função 87, chamada de proteção diferencial percentual, tem como objetivo proteger um determinado elemento ou uma determinada zona entre seus dois pontos de monitoramento de correntes. É geralmente utilizada para proteção de transformadores, barras, motores e geradores. Esta proteção baseia-se na comparação das correntes de entrada e de saída da zona protegida, e proporciona rapidez, alta sensibilidade e excelente seletividade ao esquema de proteção empregado (IEEE Standards Association, 2001). É uma proteção capaz de proteger a máquina contra faltas internas trifásicas, bifásicas, bifásicas-terra, e monofásicas (dependendo dos ajustes de *pickup* e método de aterramento da máquina). Faltas entre espiras não são detectadas por esta função, uma vez que não alteram o fluxo de corrente nos transformadores de corrente (Kindermann, 2008).

A Figura 4.8 ilustra seu princípio de funcionamento:

Figura 4.8 – Princípio de funcionamento da função 87



Fonte: (Kindermann, 2014), editada pelo autor

As correntes de operação e restrição são representadas pelas expressões (4.4) e (4.5).

$$I_{RES} = \left| \frac{\dot{I}_1 + \dot{I}_2}{2} \right| \quad (4.4)$$

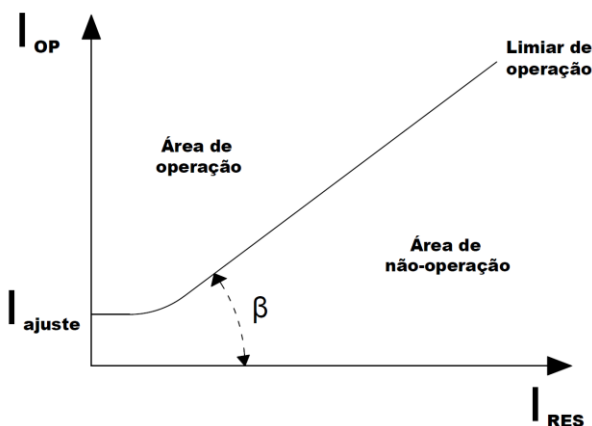
$$I_{OP} = |\dot{I}_1 - \dot{I}_2| \quad (4.5)$$

$$I_{OP} > Slope.I_{RES} \quad (4.6)$$

O relé 87 opera quando a condição da Expressão (4.6) for satisfeita. Para realização de uma primeira análise das expressões apresentadas anteriormente, considera-se o *Slope* igual a 1. Pelas equações das correntes de operação e restrição fica fácil de observar que, quando as correntes I_1 e I_2 possuem o mesmo sentido, a corrente de operação sempre será menor que a de restrição, o que indica uma condição de operação normal. Quando ocorre uma falta interna à zona de proteção, os sentidos das correntes ficam invertidos um com relação ao outro, fazendo com que a corrente de operação se torne maior do que a de restrição.

A curva de operação do relé diferencial percentual pode ser obtida fazendo-se um gráfico da Expressão (4.5) em função de (4.4), como está ilustrado na Figura 4.9.

Figura 4.9 – Curva de operação da função 87



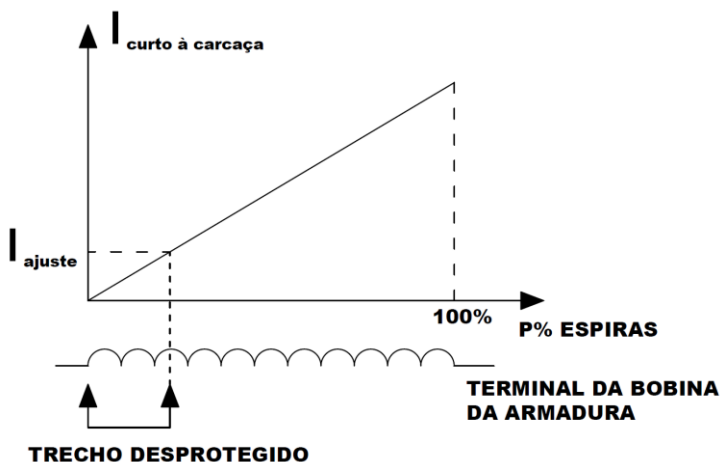
Fonte: próprio autor

Os ajustes desta função devem ser realizados da seguinte maneira:

- Corrente de *pick-up* (I_{ajuste}): o ajuste deste parâmetro tem como objetivo evitar a atuação incorreta da proteção devido aos erros dos TCs. Portanto, este ajuste deve ser realizado de acordo com o pior caso de erros nos TCs do arranjo diferencial (Vitorino, 2010).
- Inclinação da reta (*Slope*): este ajuste define a sensibilidade do relé diferencial e está representado por β na Figura 4.9. Deve ser ajustado entre 10% e 25% para máquinas síncronas para evitar atuação indevida na ocorrência de faltas externas à zona de proteção (IEEE Power System Relaying Committee, 1995; Kindermann, 2008).

Em máquinas síncronas que possuem alta impedância de aterramento no neutro, suas correntes de curto-circuito são limitadas de maneira significativa, o que faz com que a proteção 87 não proteja 100% das espiras do enrolamento da armadura. Caso a falta ocorra em um ponto da bobina muito próxima ao neutro do gerador, as correntes de falha podem ser menores do que a corrente de ajuste de *pickup* da proteção 87, como mostrado no gráfico da Figura 4.10. Desta forma, outras funções devem ser utilizadas para complementação da proteção das bobinas do estator da máquina (Kindermann, 2008).

Figura 4.10 – Trecho desprotegido pela função 87



Fonte: (Kindermann, 2008), editado pelo autor

4.2.11 Função 64G

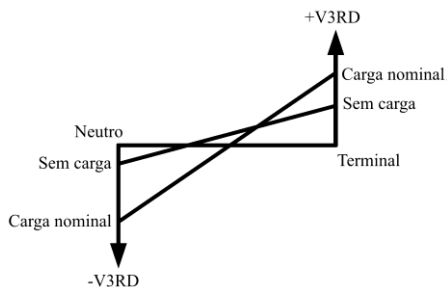
A função 64G realiza a proteção de 100% dos enrolamentos do estator contra faltas à terra internas ao gerador. Esta função utiliza dois métodos de proteção: sobretensão de neutro e diferencial de tensão de terceira harmônica. Os métodos combinados proporcionam a proteção de 100% das bobinas do estator, e seus respectivos princípios de funcionamento estão detalhados nos próximos itens.

4.2.11.1 Método 1: comparação de tensão de terceira harmônica

Este método baseia-se no nível de tensão de terceira harmônica existente na máquina síncrona. O relé realiza a comparação entre o nível de tensão de terceira harmônica nos terminais e no neutro do gerador. A relação entre essas duas tensões deve se manter praticamente constante durante a operação normal do gerador (IEEE Power System Relaying Committee, 1995). A Figura 4.11, Figura 4.12 e Figura 4.13 ilustram o comportamento da tensão de terceira harmônica para situações de operação normal do gerador, falta no neutro e falta nos terminais, respectivamente.

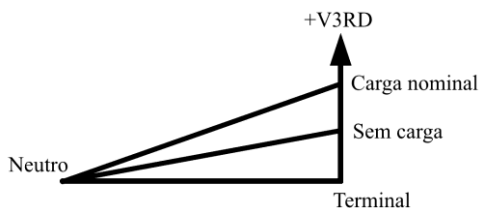
Observa-se na Figura 4.12 que quando ocorre uma falta no neutro da máquina, a tensão de terceira harmônica nos terminais se eleva, enquanto que no neutro a tensão tende a ser igual ou muito próximo a zero. Assim, ao calcular a razão entre essas duas tensões o relé verifica alteração no valor constante calculado para condições normais de operação, conforme pode ser observado na Figura 4.11. O mesmo ocorre para a falta no terminal, porém a alteração no cálculo da razão se dá porque, neste caso, a tensão de terceira harmônica nos terminais tende a ser igual a zero, enquanto que a mesma possui um valor alto no neutro. Quando a falta ocorre nas proximidades do meio da bobina dos enrolamentos da máquina, não ocorrem alterações consideráveis nas tensões de terceira harmônica para a detecção da falta, portanto, para este método, a parte central dos enrolamentos não é protegida.

Figura 4.11 – Comportamento de tensão de terceira harmônica para operação normal do gerador



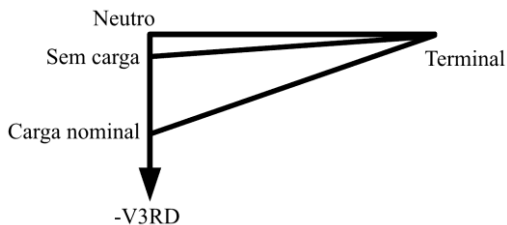
Fonte: (IEEE Power System Relaying Committee, 1995), editada pelo autor

Figura 4.12 – Comportamento de tensão de terceira harmônica para falta no neutro do gerador



Fonte: (IEEE Power System Relaying Committee, 1995), editada pelo autor

Figura 4.13 – Comportamento de tensão de terceira harmônica para falta nos terminais do gerador



Fonte: (IEEE Power System Relaying Committee, 1995), editada pelo autor

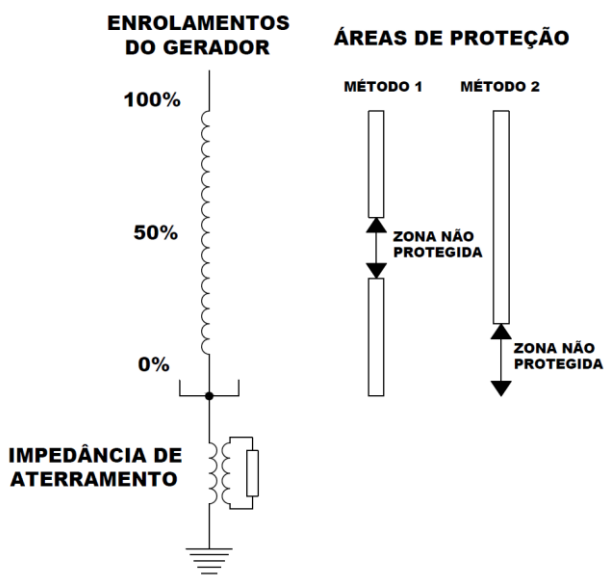
4.2.11.2 Método 2: sobretensão de neutro

Este método baseia-se na tensão de frequência fundamental presente no neutro do gerador durante faltas à terra internas à máquina. Esta tensão surge devido à alta impedância de aterramento em geradores que as possuem (Kindermann, 2008). O método em questão proporciona proteção de aproximadamente 30% a 100% dos enrolamentos da bobina do estator, de acordo com a Figura 4.14. A parte não protegida é formada pelas espiras iniciais dos enrolamentos, pois esta região está localizada muito próxima ao neutro, fazendo com que haja um nível de tensão muito baixo para detecção do relé (IEEE Power System Relaying Committee, 1995).

4.2.11.3 Proteção conjunta dos métodos

Utilizando-se os dois métodos descritos anteriormente, obtém-se a proteção de 100% dos enrolamentos do estator para faltas à terra, internas à máquina síncrona. A Figura 4.14 ilustra a combinação das áreas protegidas com relação aos enrolamentos do estator.

Figura 4.14 – Áreas de proteção proporcionadas pela função 64G



Fonte: (Schweitzer Engineering Laboratories, 2013), editada pelo autor

4.2.12 Função 81(O/U)

A função 81 é destinada à proteção contra condições de subfrequência e sobrefrequência na máquina síncrona. Portanto, esta proteção atua quando a frequência do gerador ultrapassa seus valores de ajuste de limite superior ou inferior.

A ocorrência de subfrequência em um gerador de pequeno porte pode ser decorrente de um defeito no regulador de velocidade da unidade geradora, ou de uma condição anormal no sistema em que foi necessária a retirada de operação de um gerador responsável por grande parte da geração do sistema, fazendo com que a GD tenha mais carga para suprir do que sua capacidade permite. O caso de subfrequência é mais simples de ser controlado do que o de sobrefrequência, pois a frequência nominal do gerador pode ser reestabelecida por meio de cortes de carga da rede para alívio da condição de sobrecarga (IEEE Power System Relaying Committee, 1995).

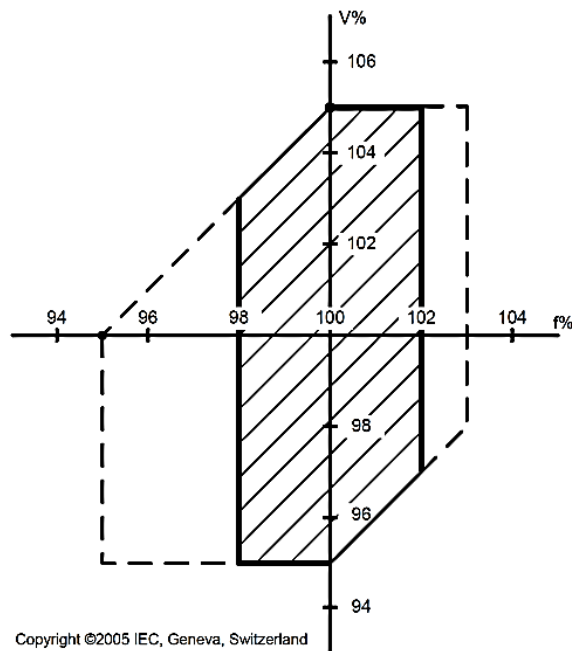
A condição de sobrefrequência, por sua vez, pode ser causada devido a uma retirada súbita de carga do sistema. Desta maneira, a geração da rede torna-se muito maior do que a carga a ser suprida, fazendo com que a frequência aumente. No caso de pequenas centrais hidrelétricas, este defeito é normalmente normalizado pelo regulador de vazão e pressão de água da turbina. Sendo assim, a proteção de sobrefrequência atua como uma proteção de *backup*, e deve possuir um tempo de atraso em sua atuação para que não interfira no funcionamento do regulador de vazão (IEEE Power System Relaying Committee, 1995).

Em ambos os casos, a não correção destes tipos de defeito acarreta em envelhecimento precoce dos componentes mecânicos da estrutura, e, para o caso de subfrequência em particular, ocorre também aquecimento do rotor e do estator da máquina.

Os ajustes desta função devem ser feitos levando-se em consideração as características de capacidade térmica do gerador e as restrições operacionais da turbina da unidade geradora. Além destas limitações, os parâmetros devem ser ajustados de acordo com a norma IEC 60034-3:2007 – *Rotating Electrical Machines – Part 3*, que diz que o gerador em operação normal deve fornecer tensão com variação máxima de $\pm 5\%$ e frequência com variação máxima de $\pm 2\%$ (58,8Hz – 61,2Hz), para que não haja danos aos equipamentos envolvidos. A norma diz ainda que, caso ocorra, a operação fora desta faixa deve ser limitada em extensão, duração e frequência de ocorrência (IEEE Power System Relaying Committee, 1995; IEEE Power System

Relaying Committee, 2013). O gráfico da Figura 4.15 ilustra as faixas de operação permitidas pela norma IEC 60034-3:2007.

Figura 4.15 – Faixas de operação de tensão e frequência



Fonte: (IEEE Power System Relaying Committee, 1995)

4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi apresentado um estudo das principais funções recomendadas para realizar a proteção de geradores de médio porte contra faltas e situações anormais de operação. Algumas destas funções serão implementadas no sistema de proteção proposto no Capítulo 6.

5 INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL

Inteligência Artificial é um campo de estudo da ciência da computação que desenvolve pesquisas acerca da inserção de inteligência similar à humana em dispositivos computacionais, ou seja, consiste no estudo de máquinas com capacidade racional humana que as possibilitem pensar, aprender, criar, tomar decisões e executar ações de maneira semelhante ao homem. O desenvolvimento deste ramo de estudo iniciou-se em 1943 com a elaboração de um trabalho por Warren McCulloch e Walter Pitts, que propunha um modelo de neurônios artificiais baseado em análise formal de lógica proposicional, e no conhecimento básico de fisiologia e funções de neurônios do cérebro humano. Porém, o primeiro trabalho que concedeu clara concepção de Inteligência Artificial foi “*Computing Machinery and Intelligence*”, de Alan Turing, em 1950 (Russell e Norvig, 2003).

Em 1958, John McCarthy definiu uma linguagem de alto nível chamada Lisp. Esta linguagem permitiu o desenvolvimento do primeiro programa hipotético que faz utilização de conhecimento para realizar a busca pela solução do problema, chamado de *Advice Task*. Este programa é considerado o primeiro programa completo de IA, e foi descrito em seu artigo “*Programs with Common Sense*” (McCarthy, 1958). Neste artigo, McCarthy mostra como simples axiomas possibilitariam o programa a gerar planos de execução de ações com base em conhecimentos gerais, como por exemplo, gerar um plano de dirigir até o aeroporto para embarcar em um avião. Este artigo representou um marco importante na história da IA, consolidando conceitos importantes que possuem relevância até os tempos atuais. A evolução deste princípio evidenciou a eficiência e a possibilidade de aplicação da IA ao dia a dia do ser humano. Programas mais sofisticados e com finalidades proveitosas, como, diagnosticar doenças e compreender outros idiomas, começaram a surgir. Os bons resultados apresentados pelos programas citados anteriormente, em conjunto com a ideia de suas aplicações com finalidades cotidianas, fizeram com que sua utilização chegasse até a indústria, realizando funções que resultaram em significativos retornos econômicos (Russell e Norvig, 2003). Desde então, o campo de estudos de IA obteve avanços expressivos com o decorrer do tempo, e evoluiu até o estágio em que foi concretizado o conceito de agentes inteligentes, que será discutido nas próximas seções.

Investigações na área da Inteligência Artificial têm se mostrado bastante atrativas para aplicações em proteção de microrredes, em

particular, as subáreas de Sistemas Multiagentes e Sistemas Especialistas.

5.1 AGENTES INTELIGENTES

Um agente é um sistema computacional situado em um ambiente, com capacidade de percepção do mesmo. Este agente deve possuir aptidão para realizar ações autônomas que afetem este ambiente a fim de alcançar seus objetivos. Nota-se que, nesta definição de agente proposta por (Wooldridge, 2009) não é feita alusão ao termo “inteligente”. Isto porque agentes que não possuem inteligência são tipicamente capazes de sentir o ambiente em que estão situados, e realizar suas ações a partir de um repertório de atos pré-estabelecidos que geram modificações no ambiente. O conceito de inteligência em agentes está relacionado à capacidade de realizar ações autônomas flexíveis, onde “flexíveis” deve abranger as seguintes concepções (Wooldridge e Jennings, 1995):

- a) Reatividade: agentes inteligentes são capazes de perceber o ambiente em que estão situados e responder em tempo hábil a mudanças que ocorrem no mesmo, com o propósito de atingir seus objetivos de projeto;
- b) Pró-atividade: agentes inteligentes são capazes de apresentar comportamentos direcionados a determinadas finalidades por meio de tomada de iniciativas, com intenção de alcançar seus objetivos;
- c) Habilidade social: agentes inteligentes são capazes de interagir com outros agentes para concluir seus objetivos.

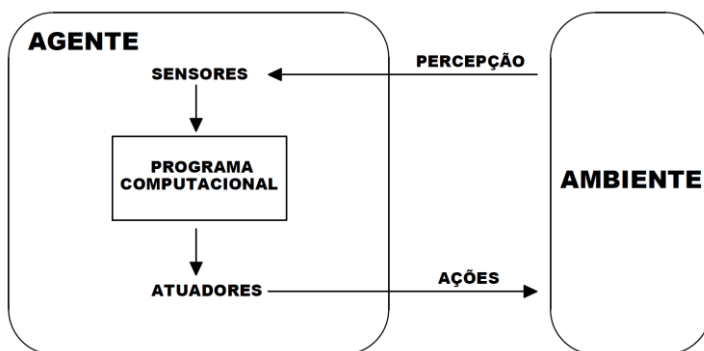
Além das características gerais essenciais a um agente inteligente elencadas anteriormente, outras particularidades deliberativas podem ser atribuídas aos mesmos (Goodwin, 1995):

- a) Predição: um agente é preditivo quando seu modelo de funcionamento do ambiente é preciso o suficiente para que seja possível que o mesmo estime corretamente as consequências de suas ações, e avalie como devem ser realizadas para concluir sua tarefa;
- b) Interpretação: um agente é interpretativo se ele é capaz de interpretar corretamente as condições e alterações do ambiente em que está situado;

- c) Racionalidade: um agente é racional se ele opta pela realização de ações que predizem chegar ao objetivo.

Para exemplificar o funcionamento básico de um agente, a Figura 5.1 mostra um diagrama esquemático que representa a interação de um agente com seu ambiente. O programa computacional presente na Figura 5.1 representa a inteligência do agente, ou seja, é onde as informações sobre o ambiente obtidas pelos sensores são interpretadas e comparadas com condições, e, a partir destas, o programa define as ações a serem executadas pelos atuadores. As funções do programa computacional mencionadas anteriormente fazem referência a uma estrutura simples de um agente. Porém, agentes com estruturas mais complexas podem possuir mais recursos para, por exemplo, comparar o estado atual do ambiente com estados anteriores, estimar como suas possíveis ações refletirão no ambiente e, como as possíveis novas condições de ambiente resultantes de suas ações refletirão neles mesmos, entre outras.

Figura 5.1 – Interação de um agente com o ambiente



Fonte: (Russell e Norvig, 2003), editado pelo autor

Levando-se em consideração os aspectos e propriedades dos agentes inteligentes discutidos nesta seção, é possível observar que a natureza do ambiente em que um agente está inserido afeta diretamente o seu projeto estrutural, uma vez que o programa computacional de um agente interage continuamente com as condições do ambiente. Desta forma, torna-se evidente que o estudo das propriedades de ambientes é imprescindível para aplicações de agentes inteligentes e serão discutidas na sequência.

5.1.1 A natureza dos ambientes

Como mencionado anteriormente, as propriedades de um ambiente são determinantes para realização adequada do projeto estrutural de um agente e para sua implementação. De acordo com as suas propriedades, os ambientes, segundo a classificação de (Russell e Norvig, 2003), podem ser:

- a) Observáveis ou parcialmente observáveis: um ambiente é observável se o agente possui percepção de todos os aspectos relevantes para a escolha de uma ação, e, parcialmente observável, quando possui percepção de apenas alguns destes aspectos;
- b) Determinísticos ou estocásticos: se o próximo estado de um ambiente pode ser determinado pelo seu estado atual e pela ação executada pelo agente, o ambiente é chamado de determinístico. Caso não exista a possibilidade de estimação de seu próximo estado, o ambiente é chamado de estocástico;
- c) Episódicos ou sequenciais: um ambiente é chamado de episódico quando as realizações de um agente são separadas em episódios, onde cada episódio é formado pelos atos de percepção e execução de uma única ação. Esta propriedade faz com que as decisões de um agente levem em consideração somente os aspectos do episódio vigente, fazendo com que não haja interferência dos episódios anteriores em suas decisões. Em um ambiente sequencial por sua vez, não existe esta divisão de episódios. Assim, uma decisão atual pode influenciar em todas as futuras decisões de um agente;
- d) Estáticos ou dinâmicos: se um ambiente pode mudar enquanto um agente ainda está formulando sua decisão, este ambiente é chamado de dinâmico. Por outro lado, um ambiente estático não sofre alterações, e, tendo em vista que o agente não necessita verificar alterações de ambiente constantemente durante seu processo de deliberação, pode-se afirmar que o mesmo exige interações menos complexas do que as de um ambiente dinâmico;
- e) Discretos ou contínuos: um ambiente é considerado discreto quando o mesmo possui um número finito de estados distintos. Um ambiente contínuo por sua vez, não sofre alterações de estado através “amostras”, mas sim, por meio de uma função contínua;

- f) Único agente ou multiagente: no sistema de um único agente há apenas um agente interagindo com o ambiente. Em um ambiente multiagente, dois ou mais agentes interagem com o ambiente, além de interagirem entre si. A interação entre agentes depende do tipo de estrutura organizacional e do esquema de coordenação do ambiente, assuntos que serão abordados nos próximos tópicos.

5.2 SISTEMAS MULTIAGENTES

Sistemas Multiagentes são uma subárea da Inteligência Artificial Distribuída, que, por sua vez, é um enfoque da IA. Um sistema composto por agentes inteligentes situados em um determinado ambiente, que além de executarem suas ações de maneira autônoma, também interagem entre si para alcançarem objetivos globais ou individuais, é chamado de Sistema Multiagente. Sua utilização depende da natureza do objetivo a ser alcançado, e este tipo de sistema visa solucionar problemas complexos decompondo-os em problemas mais simples. A natureza dos problemas compatíveis com a aplicação de sistemas multiagentes necessariamente envolve informações distribuídas.

Os principais estímulos para a evolução do conceito de IAD, cujas propriedades também podem estar presentes em Sistemas Multiagentes, estão associados a empecilhos que inviabilizam a centralização da informação, como por exemplo, aplicações que envolvem processamento em tempo real de dados recebidos de diferentes localizações geográficas, organizações independentes que possuem políticas de privacidade e segurança de suas informações e sistemas de informação com grande número de dispositivos ou parâmetros de sensoriamento (Weiss, 1999).

Desta maneira, pode-se dizer que os agentes de um Sistema Multiagente agem de maneira autônoma, a fim de maximizar sua eficiência e concluir suas tarefas em busca de um objetivo global ou individual, podendo cooperar entre si para atingir suas metas, sejam elas as mesmas ou não. Apesar da incisiva característica de independência e autonomia dos agentes, é possível criar estruturas organizacionais entre os agentes, a fim de coordenar e aprimorar a busca pelos objetivos globais.

5.2.1 Vantagens e desvantagens do uso de SMA

Segundo Bond e Gasser (1988), os principais pontos positivos proporcionados pelo uso de Sistemas Multiagentes, caracterizados pelas propriedades da IAD, são:

- a) Adaptabilidade: a distribuição espacial, lógica, temporal e semântica proporcionam perspectivas alternativas a situações inesperadas;
- b) Redução de custos: um sistema distribuído tende a envolver um grande número de sistemas simples de computadores, que possuem custos baixos quando comparados com a utilização de sistemas complexos com informações centralizadas;
- c) Facilidade de desenvolvimento e gerenciamento: o grande número de sistemas mais simples faz com que o desenvolvimento dos mesmos seja facilitado quando comparado com o desenvolvimento de sistemas centralizados, que possuem maior complexidade. Operações de expansão em sistemas distribuídos também são mais simples de serem realizadas;
- d) Aumento de eficiência e velocidade: ações concorrentes podem aumentar a velocidade dos processamentos computacionais;
- e) Autonomia: um sistema separado em partes isoladas umas das outras melhoram o controle local de cada uma delas e proporcionam autonomia às mesmas;
- f) Confiabilidade: sistemas distribuídos possuem maior confiabilidade nas operações do que sistemas centralizados, pois podem apresentar redundância de informações, verificação de dados, entre outros;
- g) Redução de limitações computacionais: um agente computacional individual possui capacidade, racionalidade e recursos para resolução de problemas limitados, o que pode não ser suficiente para solucionar grandes problemas;
- h) Especialização: sistemas distribuídos podem ter agentes especializados, otimizando a realização de suas tarefas.

Apesar das inúmeras vantagens descritas anteriormente, a utilização de Sistemas Multiagentes também possui uma série de empecilhos e dificuldades (Bond e Gasser, 1988):

- a) Organização do problema: sintetização dos resultados, decomposição, formulação e alocação do problema entre os agentes inteligentes são tarefas mais complexas do que em sistemas centralizados;
- b) Interação e comunicação entre agentes: definição linguagens de comunicação, protocolos a serem usados e situações em que agentes devem utilizar comunicação;
- c) Ações dos agentes: garantir que os agentes sejam coerentes em suas tomadas de decisões, levando-se em consideração as consequências globais de seus atos;
- d) Organização dos agentes: implementação de uma estrutura organizacional para coordenação dos agentes;
- e) Conflitos entre agentes: agentes podem ter diferentes pontos de vista e objetivos próprios, dificultando sua coordenação.

Uma aplicação de um Sistema Multiagente deve levar em consideração os pontos positivos e negativos expostos nesta seção, juntamente com a natureza do problema a ser solucionado para inferir se a sua utilização proverá resultados vantajosos.

5.2.2 Coordenação de Sistemas Multiagentes

Como em um Sistema Multiagente existem diversos agentes inteligentes interagindo com o mesmo ambiente, as tomadas de decisões destes agentes ganham complexidade com relação às que são realizadas em um ambiente de um único agente. Os agentes de um sistema multiagente têm que lidar com as condições de ambiente e também com as intenções de outros agentes, fazendo com que apareça a necessidade de coordenação entre os agentes. Esta coordenação pode ser estabelecida através da comunicação entre os agentes. O diálogo entre dois agentes pode ser do tipo cooperativo ou competitivo, dependendo dos objetivos de cada um, e são extremamente importantes para fundamentação de planos de coordenação de um sistema multiagente. A Figura 5.2 mostra a taxonomia dos modos de obtenção da coordenação de atividades entre agentes.

5.2.2.1 Cooperação entre agentes

A cooperação entre agentes pode ser obtida por meio de criação de convenções ou por intermédio de comunicação entre eles. À guisa de

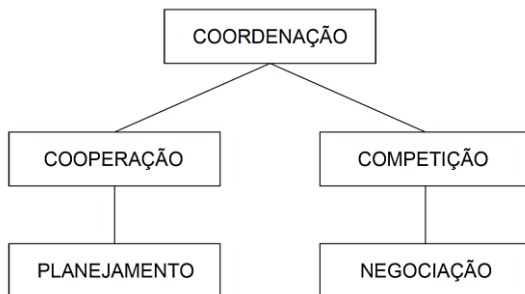
um exemplo pode-se citar uma situação apresentada em (Russell e Norvig, 2003), em que dois agentes de um sistema representam dois jogadores de tênis de uma mesma equipe. No momento de saque da equipe, cada agente enxerga dois planos: jogador A na rede e jogador B sacando, ou jogador B na rede e jogador A sacando. Se cada um dos agentes escolher o plano individualmente, pode acontecer de ambos tentarem sacar ou ambos tentarem cobrir a rede, o que demonstra que existe falta de coordenação entre os mesmos. Porém, se houver uma convenção estipulada de que quando um agente estiver sacando o outro deve estar na rede e vice-versa, este risco de colisão entre eles é eliminado, resolvendo-se então o problema de coordenação do exemplo em questão. Este problema também poderia ser solucionado por meio da comunicação entre os agentes para definir suas posições e estipular uma relação cooperativa entre si em busca do objetivo global.

5.2.2.2 Competição entre agentes

A competição entre agentes ocorre quando os mesmos agem de maneira a buscar objetivos próprios que resultem em ações conflitantes entre eles. Ao contrário do caso anterior, onde a interação era cooperativa, a competição entre agentes não envolve um planejamento por meio de complementação de tarefas, mas sim através de negociações para conclusão de seus próprios objetivos. Essas negociações ocorrem por meio da comunicação entre os agentes.

Agentes que fazem parte de ambientes competitivos podem, ou não, possuir objetivos globais, porém também estabelecem a coordenação como sendo uma propriedade do ambiente em que estão situados, pois de uma forma ou de outra, realizam seus planos com base no planejamento, ou, estimativa de planejamento de ações dos agentes que estão envolvidos na negociação.

Figura 5.2 – Taxonomia dos modos de obtenção da coordenação



Fonte: (Weiss, 1999), editado pelo autor

5.2.3 Comunicação entre agentes

Os aspectos discutidos até aqui sobre a coordenação de sistemas multiagentes tornam evidente que a comunicação é uma componente chave para o funcionamento adequado deste tipo de sistema. Agentes inteligentes se comunicam por meio de linguagens de comunicação específicas, baseadas na Teoria dos Atos de Fala (Wooldridge, 2009). Esta teoria classifica a comunicação humana como ações do tipo: sugestão, pedido, resposta, recusa, comando, entre outras, chamadas de atos de fala.

Os atos de fala asseguram clareza no intuito da mensagem enviada pelo remetente, evitando gerar dúvidas na interpretação do destinatário, além de simplificarem o projeto de *software* dos agentes. É por meio destes atos que as linguagens utilizadas para estabelecer diálogo entre agentes separam as semânticas do protocolo de comunicação das semânticas do conteúdo da mensagem (Weiss, 1999). Dentre as linguagens existentes para comunicação entre agentes, pode-se citar: KIF (*Knowledge Interchange Format*), KQML (*Knowledge Query and Manipulation Language*) e FIPA-ACL (*Foundation for Intelligent Physical Agents - Agent Communication Language*), sendo esta última o padrão atual dentre as linguagens apresentadas, e, portanto, será apresentada com maiores detalhes no item a seguir.

5.2.3.1 Linguagem FIPA-ACL

Esta linguagem foi desenvolvida pela FIPA (*Foundation for Intelligent Physical Agents*), uma sociedade computacional organizadora

de padrões que promove a tecnologia baseada em agentes e a interoperabilidade das suas normas com outras tecnologias. Como mencionado anteriormente, é uma linguagem que se baseia no uso de atos de fala. Desta forma, não existe uma linguagem obrigatória para o conteúdo da mensagem, porém, esta deve possuir uma classificação dentre os atos comunicativos disponibilizados pela linguagem FIPA-ACL (Wooldridge, 2009), apresentados no Quadro 5.1. O exemplo exposto em (Bellifemine *et al.*, 2007) reproduzido a seguir mostra a estrutura básica de uma mensagem FIPA-ACL.

(request

:sender (agent-identifier :name alice@mydomain.com)

:receiver (agent-identifier :name bob@yourdomain.com)

:ontology travel-assistant

:language FIPA-SL

:protocol fipa-request

:content

“ ” ((action

(agent-identifier :name bob@yourdomain.com)

(book-hotel :arrival 15/10/2006

:departure 05/07/2002 ...)

)) ” ”

)

A palavra “request” presente na mensagem do exemplo anterior faz referência ao ato comunicativo da mensagem, que é um parâmetro obrigatório na composição da mesma. Todos os outros parâmetros de uma mensagem FIPA-ACL são optativos, embora se espere que as mensagens contenham também destinatário, remetente e conteúdo (Bellifemine *et al.*, 2007). Todos os possíveis parâmetros que uma mensagem pode conter estão apresentados no Quadro 5.2.

Quadro 5.1 – Atos comunicativos FIPA

Ato comunicativo FIPA	Descrição
<i>Accept Proposal</i>	Aceitar uma proposta para realizar uma ação
<i>Agree</i>	Concordar em realizar uma ação, talvez no futuro
<i>Cancel</i>	Um agente avisa ao outro que não deseja mais que este realize uma ação
<i>Call for Proposal</i>	Realização de uma chamada para propostas de alguma ação
<i>Confirm</i>	Remetente avisa ao destinatário que uma afirmação é verdadeira, quando o destinatário possui dúvidas disso
<i>Desconfirm</i>	Remetente avisa ao destinatário que uma afirmação é falsa, quando o destinatário acredita o contrário
<i>Failure</i>	Informar ao outro agente que uma ação foi realizada mas que houve falha em sua execução
<i>Inform</i>	Remetente avisa ao destinatário que uma proposição realizada é verdadeira
<i>Inform If</i>	Uma ação macro para o agente para informar o destinatário se a afirmação é verdadeira ou não
<i>Inform Ref</i>	Uma ação macro para o agente para informar o destinatário de algum objeto que corresponda a uma descrição específica
<i>Not Understood</i>	O remetente informa ao destinatário que não entendeu a mensagem enviada ou ação executada pelo destinatário
<i>Propagate</i>	O remetente deseja que o agente mande as mensagens diretamente para os destinatários, e quer que os mesmos identifiquem os agentes pelas descrições dadas e propague a mensagem recebida novamente para eles
<i>Propose</i>	Submeter uma proposta de alguma ação a ser executada segundo algumas condições
<i>Proxy</i>	Remetente quer que o destinatário selecione determinados agentes de acordo com a descrição dada e mande para eles uma determinada mensagem
<i>Query If</i>	Perguntar para outro agente se uma afirmação é verdadeira ou falsa
<i>Query Ref</i>	Pedir para outro agente um objeto especificado por uma expressão referencial
<i>Refuse</i>	Recusar fazer uma determinada ação solicitada com explicação do porquê da recusa
<i>Reject Proposal</i>	Rejeitar uma proposta de ação durante uma negociação
<i>Request</i>	Remetente solicita ao destinatário uma determinada ação
<i>Request When</i>	O remetente deseja que o destinatário execute uma ação quando uma afirmação for verdadeira
<i>Request Whenever</i>	O remetente deseja que o destinatário execute uma ação assim que uma afirmação for verdadeira e a repita cada vez que ela retorne a ser verdadeira
<i>Subscribe</i>	O ato de solicitar uma intenção persistente para notificar o remetente do valor de uma referência, e sempre avisar quando o objeto identificado pela referência mudar

Fonte: (Bellifemine *et al.*, 2007), editado pelo autor

Quadro 5.2 – Parâmetros da mensagem ACL

Parâmetro	Descrição
<i>Performative</i>	Tipo de ato comunicativo da mensagem
<i>Sender</i>	Identidade do emissor da mensagem
<i>Receiver</i>	Identidade do destinatário da mensagem
<i>Reply-to</i>	A qual agentes serão direcionadas as mensagens subsequentes dentro de uma conversação
<i>Content</i>	Conteúdo da mensagem
<i>Language</i>	Idioma do conteúdo da mensagem
<i>Encoding</i>	Codificação do conteúdo da mensagem
<i>Ontology</i>	Referência à uma ontologia, de forma que os símbolos usados na mensagem tenham sentido
<i>Protocol</i>	Protocolo de interação usado para estruturar uma conversação
<i>Conversation-id</i>	Identificador único de uma conversação
<i>Reply-with</i>	Uma expressão a ser usada por um agente ao responder uma mensagem
<i>In-reply-to</i>	Referencia-se à uma ação recente para a qual uma mensagem foi respondida

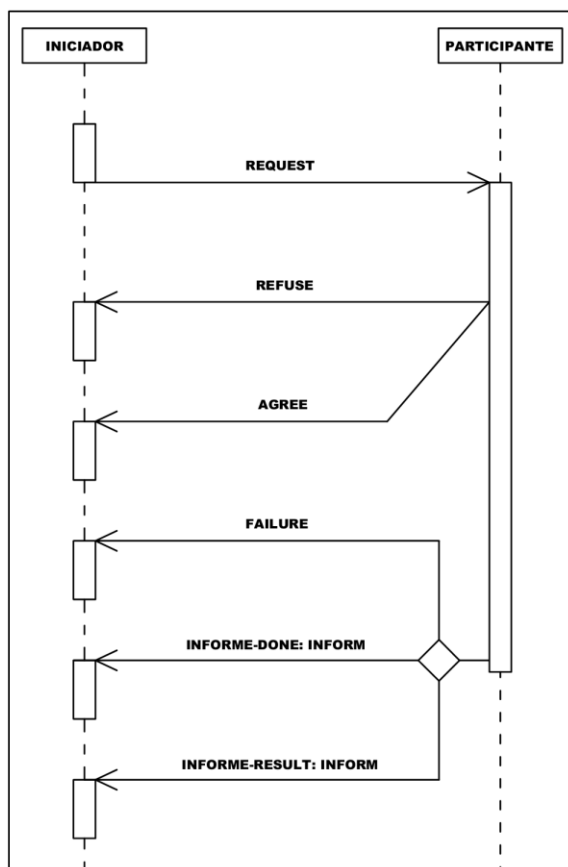
Fonte: (Bellifemine *et al.*, 2007), editado pelo autor

Além dos atos comunicativos e mensagens com estruturas padronizadas, a FIPA definiu também protocolos de comunicação para viabilizar a troca de mensagens entre os agentes. A Figura 5.3 ilustra um exemplo de um protocolo de comunicação, chamado *FIPA-Request-Protocol*. Este protocolo permite que um agente peça para outro realizar uma determinada ação. O agente que recebeu o pedido pode aceitá-lo ou recusá-lo. Existe também a possibilidade de cancelamento do pedido efetuado por este agente por meio do protocolo de cancelamento *FIPA-Cancel-Meta-Protocol*.

Na Figura 5.3, um agente é chamado de Iniciador, e o outro de Participante. O iniciador, para pedir a execução de uma determinada ação, envia uma mensagem do tipo *request* para o participante, que possui opções de resposta do tipo *agree* ou *refuse*, aceitando ou não o pedido do iniciador. Caso seja aceito o pedido, o participante deve informar também se a ação foi efetuada por meio do envio de mensagens dos tipos: *failure*, que indica que houve uma falha ao tentar efetuar a ação, *inform-done*, que indica que a ação foi efetuada, e *inform-result*, que indica que a ação foi realizada e informa ao iniciador os resultados. Em qualquer ponto do protocolo de comunicação, é

possível que o receptor de uma mensagem possa informar o remetente de que não compreendeu a mensagem retornando uma mensagem do tipo *not-understood* (Bellifemine *et al.*, 2007).

Figura 5.3 – Protocolo de comunicação FIPA-Request-Protocol



Fonte: (Bellifemine *et al.*, 2007), editado pelo autor

5.2.4 Estruturas organizacionais

A estrutura organizacional de um sistema multiagente é formada por um conjunto de funções, capacidade de relacionamento e hierarquia entre agentes. Esta organização é responsável por determinar os comportamentos do sistema multiagente, além de permitir que grupos de

agentes simples exibam comportamentos complexos e ajudem agentes mais sofisticados a reduzir a dificuldade de suas tarefas (Horling e Lesser, 2004).

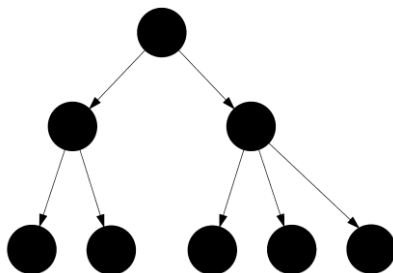
Nesta seção, são apresentados alguns dos inúmeros tipos de estruturas organizacionais possíveis, presentes em esquemas de coordenação entre agentes inteligentes (Horling e Lesser, 2004).

5.2.4.1 Hierarquia

Esta estrutura possui uma disposição conceitualmente organizada como tipo “árvore”, como mostra a Figura 5.4. Agentes das camadas mais baixas possuem menos autoridade no sistema e informações restritas à sua localidade, enquanto que agentes de camadas mais elevadas têm uma visão mais abrangente do sistema e mais autoridade entre os demais agentes. Esta ampla visão possuída pelos agentes de camadas mais altas ocorre devido ao envio de informações dos agentes das camadas mais baixas para os agentes das camadas superiores. Além do mais, agentes hierarquicamente superiores podem enviar ordens e tarefas para agentes inferiores, com o propósito de alcançar os objetivos globais do SMA.

A estrutura em questão permite a decomposição de um problema complexo em vários problemas simples, tornando-o mais fácil de ser resolvido. Porém, este sistema está sujeito a falhas graves caso algum dos agentes de camadas mais altas pare de operar por conta de algum defeito.

Figura 5.4 – Estrutura hierárquica

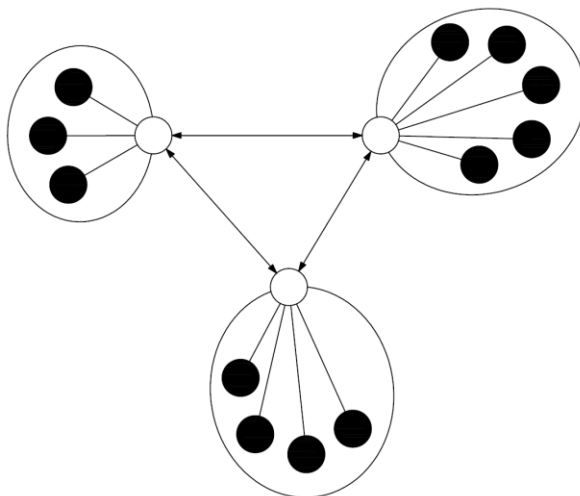


Fonte: (Horling e Lesser, 2004), editado pelo autor

5.2.4.2 Federações

Uma federação é composta por um grupo de agentes que possuem um único agente com mais autoridade que os demais, sendo este, o representante do grupo. Cada representante de uma federação pode se comunicar tanto com os agentes de seu próprio grupo, quanto com outros agentes representantes de outras federações. Os demais agentes que possuem menos autoridade comunicam-se somente com seus respectivos representantes de grupo. A Figura 5.5 ilustra a estrutura organizacional baseado em federações.

Figura 5.5 – Estrutura por federações



Fonte: (Horling e Lesser, 2004), editado pelo autor

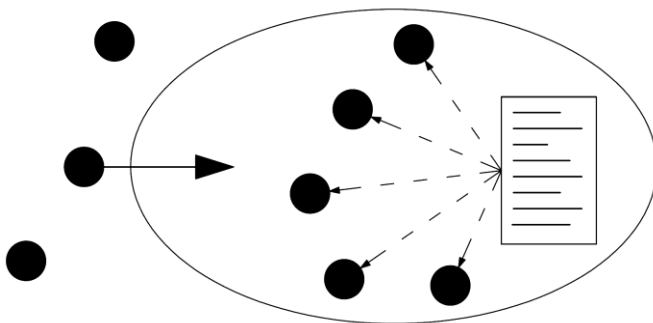
Este tipo de organização permite que agentes informem ao seu representante suas necessidades e habilidades. O representante então pode buscar ou disponibilizar soluções em outras federações por meio de troca de mensagens com outros representantes, fazendo com que as interações entre agentes no ambiente sejam reduzidas consideravelmente. Desta forma, esta estrutura é capaz de aumentar a velocidade e a eficiência do processo de busca pela solução do problema global.

5.2.4.3 Sociedade

Uma sociedade é basicamente um ambiente multiagente onde existem normas e regras a serem seguidas pelos agentes que optam por fazer parte dela. Uma sociedade é um ambiente aberto, portanto, diferentes agentes, com diferentes objetivos, capacidades e comportamentos, podem entrar e sair quando quiserem, contanto que respeitem as regras estipuladas pela sociedade, como ilustrado na Figura 5.6. Como um exemplo de ambiente de sociedade, pode-se citar o mercado da bolsa de valores, onde existem compradores e vendedores interagindo entre si em busca de seus objetivos próprios, respeitando as regras do mercado de ações.

Estruturas em forma de sociedades podem ser utilizadas para melhorar a eficiência da resolução de problemas uma vez que as regras impostas pela mesma proporcionam algum nível de coordenação aos agentes.

Figura 5.6 – Estrutura por sociedade



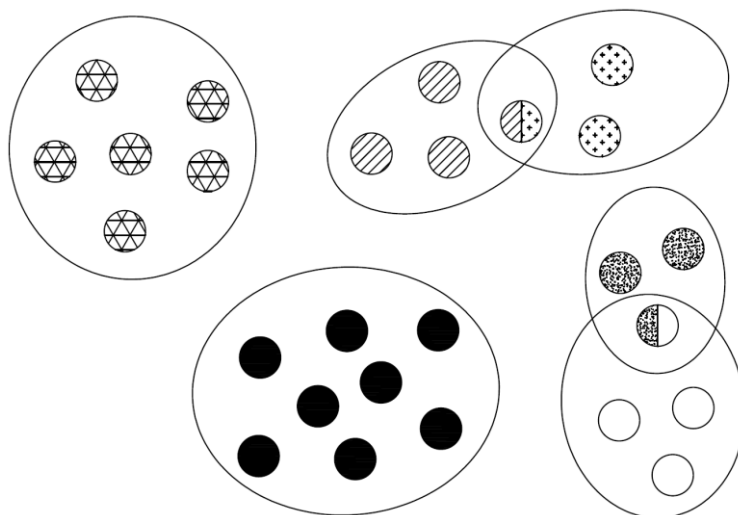
Fonte: (Horling e Lesser, 2004), editado pelo autor

5.2.4.4 Congregações

Congregações de agentes são grupos formados por agentes inteligentes dispostos em uma organização plana, a fim de obter benefícios com interesses próprios durante longos períodos de tempo. A Figura 5.7 ilustra este tipo de estrutura organizacional. Agentes que compõem uma congregação possuem habilidades, capacidades e objetivos, similares ou complementares. Uma vez que esta organização visa simplificar a complexidade de busca de necessidades similares ou aptidões complementares, a comunicação entre agentes limita-se dentro

de cada congregação, embora os grupos não estejam necessariamente separados (agentes podem fazer parte de duas congregações ao mesmo tempo). Esta característica diminui o número de interações no ambiente, fazendo com que esta estrutura proporcione rapidez e eficácia na busca da solução do problema.

Figura 5.7 – Estrutura por congregações



Fonte: (Horling e Lesser, 2004), editado pelo autor

5.3 SISTEMAS ESPECIALISTAS

Os sistemas especialistas (SE) são uma área da IA que faz uso de conhecimento especializado para solucionar problemas com desempenho semelhante ao de um humano especialista no assunto referente ao problema (Giarratano e Riley, 1998).

Uma análise comparativa entre um sistema especialista e um humano especialista mostram algumas vantagens e desvantagens do uso destes sistemas inteligentes (Giarratano e Riley, 1998; Kendal e Creen, 2007):

- a) Os conhecimentos especializados provenientes de humanos podem ser caros. Depois de construído, os custos para utilização do SE são mínimos;

- b) Em muitos casos, a solução de um problema pode ser obtida de maneira mais rápida por um sistema especialista do que por um humano;
- c) Humanos podem sofrer com fatores emocionais e físicos, afetando o uso do conhecimento especializado que possuem. Um computador segue regras, independente de condições desta natureza;
- d) Os conhecimentos humanos podem ser perdidos com mais facilidade do que os conhecimentos armazenados por máquinas;
- e) Os conhecimentos humanos podem ser acessados em um único lugar, em um determinado horário. Os conhecimentos de máquinas podem ser acessados online;
- f) Fatores de natureza humana são vantajosos sobre sistemas especialistas: capacidade de aplicar conhecimentos fora de sua área de domínio, solucionar problemas por analogia, obter conclusões com base em outros pontos de vista, criatividade, entre outras;
- g) Os conhecimentos de sistemas especialistas são fornecidos por humanos especialistas, e, portanto, devem ser analisados e atualizados com frequência para que não haja o risco de que se tornarem obsoletos.

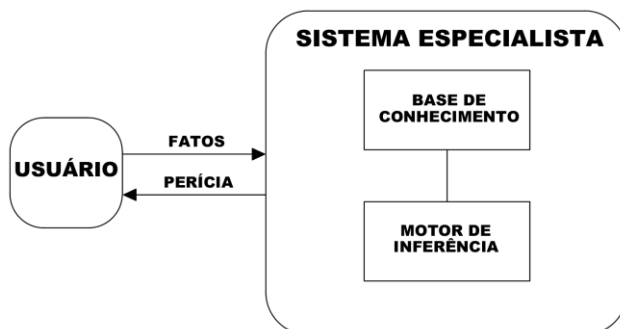
O funcionamento de sistemas especialistas é fundamentado basicamente em duas componentes: a base de conhecimento, onde são armazenados os conhecimentos do SE, e o motor de inferência, responsável por aplicar o conhecimento armazenado de maneira eficiente (Williams, 1986). Um sistema especialista soluciona problemas basicamente por meio do uso de regras e fatos, que ficam armazenados na base de conhecimento do SE. Desta forma, o motor de inferência analisa fatos com base em regras, formando conclusões sobre o assunto. Um exemplo básico do funcionamento de uma regra de um sistema especialista pode ser observado a seguir (Nascimento, 2014):

SE fato é verdadeiro
ENTÃO executa ação

Neste exemplo, a ação executada pode, ou não, gerar novos fatos, que por sua vez, podem acionar outras regras do sistema especialista, podendo formar assim sistemas complexos de inteligência artificial. A Figura 5.8 ilustra o funcionamento básico de um SE, onde um usuário

fornece informações (fatos) ao sistema especialista e obtém uma conclusão da análise realizada pelo SE com base em seu domínio de conhecimento (regras).

Figura 5.8 – Funcionamento básico de um sistema especialista



Fonte: (Giarratano e Riley, 1998), editado pelo autor

Também é possível o usuário utilizar o sistema especialista para consultas específicas. Nestes casos o usuário pergunta ao sistema se um determinado fato é verdadeiro. Fatos também podem ser informados ao sistema especialista através de bancos de dados ou saídas de outros programas, um fluxo de potência, por exemplo.

5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

As características de mudança de topologia das microrredes propulsionaram o desenvolvimento de pesquisas no âmbito de um de seus maiores empecilhos, seu esquema de proteção. A necessidade de constante adaptação às novas situações, que exige análise de cenário operacional e tomada de decisões sensatas, direcionou os estudos desta área para a exploração de recursos da IA. O conteúdo apresentado neste capítulo mostra que as características das técnicas da IA podem ser utilizadas em diversas aplicações em Sistemas Elétricos de Potência, dentre elas, o sistema de proteção de microrredes.

6 PROPOSTA DE TRABALHO

Este trabalho propõe a implementação de um sistema de proteção de geradores síncronos de médio porte em ambiente de microrrede, baseado na utilização de Sistemas Multiagentes.

Neste capítulo é apresentado o sistema teste, a arquitetura do sistema multiagente proposto, a modelagem dos tipos de agentes utilizados, as ferramentas empregadas no desenvolvimento do trabalho e o funcionamento do projeto completo.

6.1 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS UTILIZADAS

Nesta seção, são apresentadas as ferramentas computacionais utilizadas no desenvolvimento do trabalho a fim de proporcionar maior clareza no conteúdo exposto nas seções subsequentes.

6.1.1 PSCAD

O *software* PSCAD (*Power System Computer Aided Design*) é uma ferramenta computacional capaz de gerar arquivos de entrada para o *software* EMTDC, que por sua vez, é um programa de simulação de fenômenos transitórios eletromagnéticos em sistemas de potência e redes de controle (Manitoba-Hvdc). Desta forma, pode-se dizer que o PSCAD é uma interface gráfica de fácil utilização que funciona em conjunto com o EMTDC, permitindo a realização de simulações e análises de sistemas complexos para diferentes tipos de estudos, como por exemplo, o estudo de contingências em redes AC na presença de geradores, motores, transformadores, linhas de transmissão, etc. Este programa foi utilizado para realizar a modelagem do sistema teste (detalhada na Seção 6.3) e simular situações de falta na microrrede.

6.1.2 Netbeans IDE

O Netbeans IDE (*Integrated Development Environment*) é um ambiente de desenvolvimento integrado que permite ao usuário desenvolver aplicações destinadas a computadores, celulares e à *web*. Este *software* oferece suporte para desenvolvimento de aplicações em diversas linguagens de programação, incluindo Java, HTML5, PHP e C++ (Ganfield *et al.*, 2014). O Netbeans IDE é o ambiente de desenvolvimento integrado oficial para o uso da versão mais recente do Java, o Java 8. Esta linguagem é a mesma utilizada pelo JADE, o

framework escolhido para o desenvolvimento dos agentes deste trabalho que será explicado com mais detalhes na Seção 6.6.1. Em virtude do que foi mencionado, o Netbeans foi o *software* adotado como suporte para a construção deste projeto.

6.1.3 CLIPS Expert System

Neste trabalho a ferramenta computacional utilizada para a elaboração das lógicas de sistema especialista foi o CLIPS *Expert System*. O CLIPS (*C Language Integrated Production System*) foi originalmente desenvolvido pela *Software Technology Branch* (STB) no *Johnson Space Center* da NASA, com o propósito de facilitar a construção de programas que visam modelar a inteligência humana. Existem três maneiras de representar conhecimentos no CLIPS: regras, funções e programação orientada à objeto (Giarratano, 1993). A fim de obter compatibilidade com o grau de complexidade exigido pelas funções desempenhadas pelo sistema especialista deste trabalho, foram utilizadas somente regras e funções para representação do conhecimento dos agentes providos de SE.

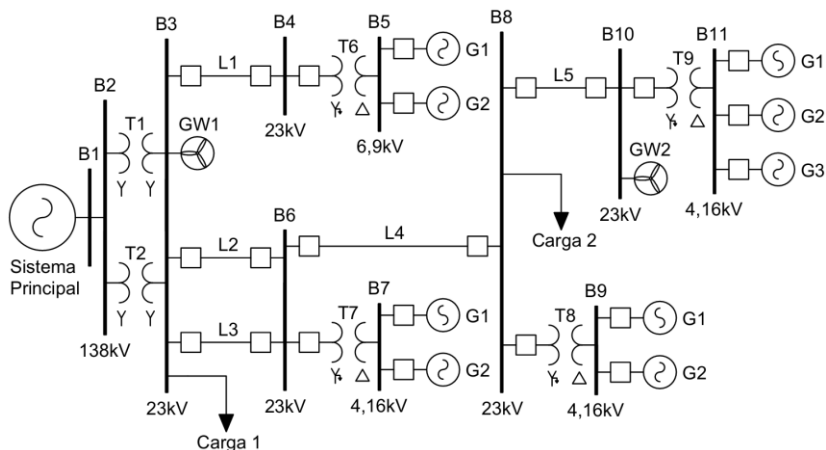
O CLIPS foi projetado de maneira a possuir capacidade de integração com outras linguagens de programação, como por exemplo, JAVA e C. Desta forma, o CLIPS pode ser chamado por uma rotina de programação em outra linguagem como se fosse uma função externa, recebendo, processando e retornando dados. A realização da integração do CLIPS com a linguagem JAVA neste trabalho foi realizada pela interface CLIPSJNI (*CLIPS Java Native Interface*).

6.2 SISTEMA TESTE

O sistema teste proposto para desenvolvimento deste trabalho é baseado em um subsistema real das redes de distribuição das Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC), e também foi base para o trabalho de (Nascimento, 2014). Uma vez que o objetivo deste trabalho é desenvolver um projeto de proteção para microrredes, foi necessário realizar adaptações ao sistema teste, haja vista que o sistema real de distribuição de energia utilizado como base não possui atributos que o caracterizem como uma microrrede. Em (Nascimento, 2014) estas adaptações foram realizadas por meio das seguintes modificações: inserção de dois geradores eólicos, inserção de duas cargas e alteração na configuração dos transformadores ligados à GD.

Sendo assim, a microrrede teste utilizada neste trabalho foi modelada com base no sistema teste proposto por (Nascimento, 2014), com inserção de alguns disjuntores e remodelamento das fontes de geração distribuída e de geração eólica. O PCC do sistema teste adotado está situado na barra B3. A Figura 6.1 ilustra a microrrede utilizada no desenvolvimento deste projeto.

Figura 6.1 – Microrrede teste conectado ao sistema principal

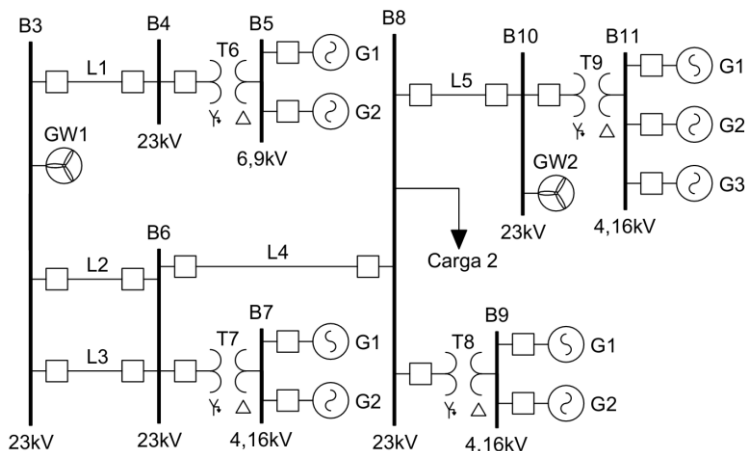


Fonte: próprio autor

Em virtude do que foi mencionado anteriormente, a microrrede ilustrada pela Figura 6.1 é constituída por quatro grupos de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e duas fontes de geração eólica, totalizando 9 geradores síncronos e dois geradores eólicos de ímãs permanentes. Esta microrrede possui também duas cargas, sendo uma prioritária de 5 MW (fator de potência 0,92 indutivo) e outra não prioritária de 14 MW (fator de potência 0,92 indutivo), conectadas às barras B8 e B3, respectivamente. Tendo em vista que a capacidade de fornecimento total de energia da geração distribuída não é suficiente para suprir as duas cargas da microrrede, quando o sistema opera com a configuração de topologia ilhada a carga 1 é desconectada do subsistema. A Figura 6.2 ilustra a microrrede com a configuração de topologia ilhada.

A modelagem desta microrrede teste foi realizada com auxílio do *software* PSCAD/EMTDC, e está explicada com mais detalhes na Seção 6.3.

Figura 6.2 – Microrrede teste para topologia ilhada



Fonte: próprio autor

6.3 MODELAGEM DO SISTEMA TESTE

Conforme mencionado anteriormente, a microrrede teste proposta foi modelada no PSCAD com o intuito de simular diferentes eventos durante a operação normal da microrrede para obtenção dos valores transitórios das grandezas do sistema. Tais valores são aferidos por medidores inseridos na modelagem do sistema, posicionados conforme a localização dos relés e disjuntores propostos pelo sistema de proteção implementado neste trabalho. Estas medições são disponibilizadas em arquivos de texto pelo PSCAD. Esses arquivos, por sua vez, são organizados por outro programa computacional, desenvolvido com o *software* Matlab, que realiza a leitura dos dados e cria um novo arquivo de texto para cada um dos relés do sistema, dispondo os dados das grandezas de acordo com o padrão estabelecido para o desenvolvimento do trabalho.

Os medidores foram modelados como componentes do PSCAD capazes de obter as magnitudes em RMS dos valores de correntes por fase, tensões por fase e corrente de neutro, e estão localizados na microrrede de acordo com o posicionamento ilustrado na Figura 6.1, onde cada ponto de medição possui medidores, disjuntores e um relé. Os valores das grandezas em RMS foram obtidos através do bloco de conversão RMS do PSCAD, ajustados para utilização de 32 amostras por ciclo. A taxa de amostragem dos valores das grandezas monitoradas

foram ajustadas para obtenção de 1 amostra a cada 0,001 segundo, conforme os requisitos mínimos de taxa de amostragem para equipamentos de medição, estabelecidos no módulo 8 dos PRODIST da ANEEL.

A construção dos modelos dos geradores síncronos, transformadores e linhas de distribuição presentes na microrrede foi realizada com base nos dados técnicos do subsistema real, fornecidos pela CELESC e disponibilizados no Anexo A. As especificações de cargas, linhas de distribuição e geradores eólicos foram mantidos do sistema teste de (Nascimento, 2014). As fontes de energia eólica utilizadas no trabalho proposto por (Nascimento, 2014) são compostas por geradores síncronos de ímãs permanentes e turbinas eólicas de três pás desprovidas de caixa de câmbio, que operam considerando-se velocidade constante do vento incidente. Esses geradores eólicos estão conectados ao sistema por meio de conversores *back-to-back*. Segundo (Sulla, 2012), esta configuração de gerador eólico normalmente possui suas correntes de contribuição de falta limitadas à corrente nominal de seu conversor *back-to-back*. Levando-se em consideração estes aspectos, neste trabalho os geradores eólicos da microrrede foram modelados como fontes de corrente trifásica dimensionadas de acordo com a capacidade de geração especificada por (Nascimento, 2014).

Desta maneira, o sistema modelado no PSCAD representa o funcionamento da microrrede e fornece por meio de arquivos de texto, dados aferidos pelos medidores, arquivando assim o comportamento das grandezas da microrrede ao longo do tempo na presença de diferentes eventos que possam vir a ser simulados.

6.3.1 Nomenclatura dos relés

Para conceder clareza e organização ao desenvolvimento do projeto de proteção de microrredes proposto, foram estipuladas regras para padronização da nomenclatura dos relés do sistema. Esta padronização tem também como objetivo facilitar o processamento de dados e interações entre programas, uma vez que para elaboração deste sistema foram utilizados diferentes *softwares*, com diferentes propósitos.

As regras para criação da nomenclatura dos relés são baseadas na numeração das barras do sistema e em números identificadores previamente estipulados. Tais regras possuem uma estrutura simples e estão apresentadas a seguir:

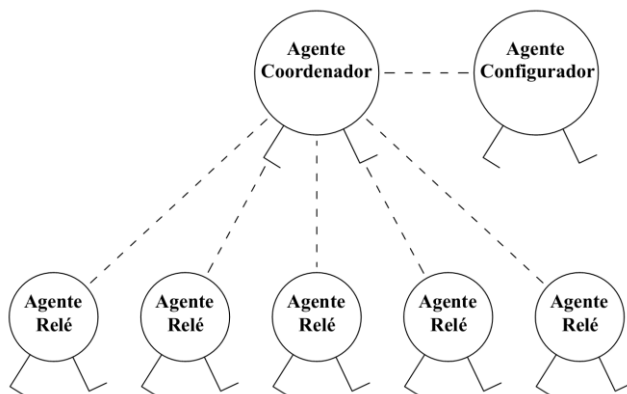
- a) A nomenclatura de relés de linhas de distribuição possui a estrutura “Ag_Rele_x_y_z”, onde x é o número da barra mais próxima a este relé, y é o número da barra do outro lado da linha que este relé está situado, e z é o número identificador da linha;
- b) A nomenclatura de relés de transformadores segue a mesma lógica da regra anterior, porém neste caso, ao invés número identificador de linha tem-se o número identificador do transformador;
- c) A nomenclatura de relés de geradores possui a estrutura “Ag_Rele_x_0_z”, onde x é o número da barra em que o gerador está conectado e z é o número identificador do gerador. O algarismo “0” indica que, neste caso, só existe um número de barra a ser discriminado.

Os números identificadores de linhas, transformadores e geradores foram previamente definidos e podem ser observados na Figura 6.1.

6.4 SISTEMA MULTIAGENTE PROPOSTO

A arquitetura do sistema multiagente apresentado neste trabalho foi baseada no SMA desenvolvido por (Maiola, 2014). Assim, três tipos de agentes são propostos: agente relé, agente coordenador e agente configurador. A interação entre esses agentes é organizada em uma estrutura hierárquica com o propósito de prover coordenação ao SMA proposto, como pode ser observado na Figura 6.3. Para o funcionamento adequado do SMA proposto, os agentes coordenador e configurador devem ser informados inicialmente sobre a topologia da microrrede, como por exemplo, as barras que estão conectadas por linhas de distribuição, barras que possuem geração, localização dos disjuntores, cargas e do PCC. Além do uso da topologia, o agente configurador faz também o uso de informações em tempo real de status de disjuntores, barras que possuem geração em operação e barras que possuem linhas ativas de distribuição, provenientes do Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA). A divisão de tarefas entre agente configurador e coordenador foi realizada com o intuito de simplificar o funcionamento e estrutura computacional de cada um destes agentes, tornando-os mais viáveis economicamente.

Figura 6.3 – Arquitetura do SMA proposto



Fonte: (Maiola, 2014), editado pelo autor

Os tipos de agentes mencionados anteriormente podem ter seu funcionamento básico descrito de maneira resumida como segue:

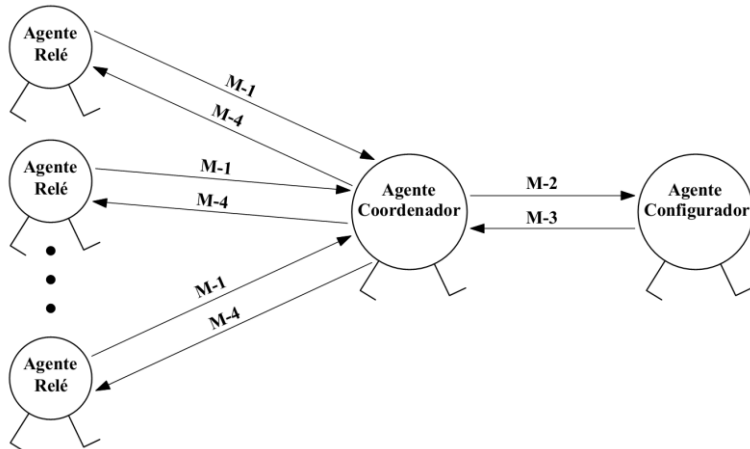
- a) Agente relé: este agente tem como função monitorar grandezas no ponto em que está situado na microrrede, e, na ocorrência de um evento, enviar mensagem contendo informações sobre este evento ao agente coordenador. Este agente só executa o comando de abertura de disjuntor quando recebe ordem do agente coordenador, com exceção dos eventos que foram detectados por suas funções seletivas ou de retaguarda. Suas funções de detecção dependem da localização do agente e do seu propósito (proteção de gerador, linha ou transformador);
- b) Agente coordenador: este agente é responsável por determinar se o evento detectado é uma falta. Em caso positivo, este agente localiza a seção do sistema em que a falta está situada e envia uma mensagem ao agente configurador informando-o. Este processo é realizado com base nas informações recebidas dos agentes relé e dos dados da topologia da microrrede. O agente coordenador define a seção da falta pelo uso de sistema especialista;
- c) Agente configurador: este agente tem como função tomar as decisões acerca da abertura de disjuntores da microrrede. Com base na localização da falta enviada pelo agente coordenador, este agente faz uso de sistema especialista apoiado nas

informações referentes à microrrede provenientes do SCADA, a fim de determinar as operações necessárias para o isolamento da falta. No caso de falha de abertura de disjuntor, este agente é também o responsável por determinar quais são os relés de retaguarda que devem operar para a eliminação da falta.

6.4.1 Fluxo de mensagens

A comunicação entre os agentes do SMA proposto é realizada por meio da linguagem FIPA-ACL e pela utilização do protocolo de comunicação *FIPA-Request-Protocol*, apresentados em 5.2.3.1. A Figura 6.4 ilustra um esquema representativo do fluxo de mensagens entre os agentes do SMA. Neste esquema, estão representadas somente as mensagens classificadas como sendo um ato comunicativo do tipo *request*, com o intuito de representar com clareza a troca de mensagens de acordo com a função que cada um dos agentes desempenha no sistema.

Figura 6.4 – Fluxo de mensagens entre os agentes do SMA



Fonte: (Maiola, 2014), editado pelo autor

A descrição das mensagens apresentadas na Figura 6.4 pode ser conferida a seguir:

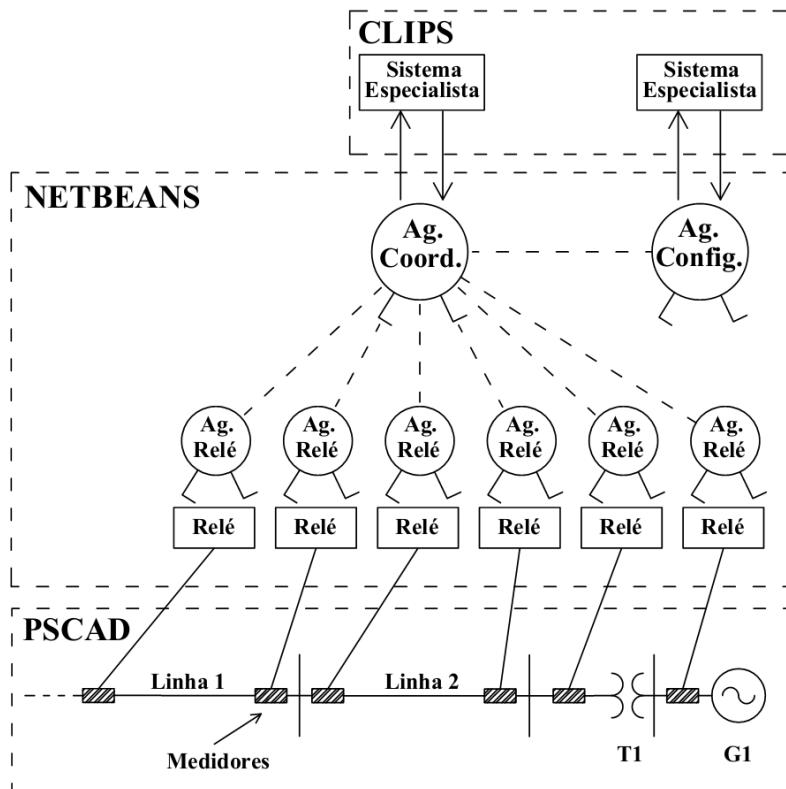
- a) M-1: mensagem que contém informações locais a respeito de um evento detectado pelo agente relé;

- b) M-2: mensagem que contém informações sobre a localização do evento detectado;
- c) M-3: mensagem que contém a lista dos agentes relé que devem atuar;
- d) M-4: mensagem enviada somente para os agentes relé que devem atuar.

6.5 VISÃO GLOBAL DO PROJETO DE IMPLEMENTAÇÃO

Para melhor compreensão da integração dos recursos apresentados anteriormente, responsáveis pelo funcionamento do projeto, a Figura 6.5 ilustra um esquema que representa o funcionamento geral do trabalho desenvolvido.

Figura 6.5 – Visão geral da implementação do projeto



Fonte: próprio autor

Junto à modelagem do sistema teste no PSCAD, foram implementados medidores para obtenção das grandezas necessárias para o funcionamento do projeto. Estes medidores estão posicionados conforme a localização dos relés propostos no sistema de proteção. Após a simulação de um evento no PSCAD, arquivos de texto contendo as grandezas medidas são gerados. Esses arquivos são reorganizados por um programa desenvolvido no Matlab a fim de gerar um arquivo de dados de entrada contendo as grandezas medidas para cada um de seus respectivos agentes relé presentes no sistema. Os agentes do sistema de proteção foram desenvolvidos no *software* Netbeans com a utilização dos recursos proporcionados pela plataforma JADE. Cada um dos agentes relé possui suas funções de proteção programadas neste *software*, e realizam a leitura de seus respectivos arquivos de dados obtidos a partir do sistema teste. Os agentes coordenador e configurador também foram desenvolvidos no Netbeans, porém a execução de seus sistemas especialistas para tomadas de decisões são realizadas pelo CLIPS, e são executadas como uma função externa à simulação do Netbeans, sendo chamadas quando necessário.

6.6 IMPLEMENTAÇÃO DOS AGENTES PROPOSTOS

Esta seção descreve a metodologia utilizada para realizar a construção dos agentes propostos, além de conter uma explicação mais detalhada do comportamento e das funções que desempenham cada um dos agentes que compõe a estrutura do SMA.

O detalhamento da implementação dos agentes do SMA está apresentada nas seções subsequentes à explicação do funcionamento do JADE a fim de facilitar a compreensão e prover coerência na exposição da metodologia do trabalho.

6.6.1 Framework JADE

O JADE (*Java Agent DEvelopment Framework*) é uma plataforma desenvolvida de acordo com as especificações da FIPA com o objetivo de simplificar o processo de desenvolvimento de sistemas multiagente (Bellifemine *et al.*, 2002). Esta plataforma foi inteiramente programada em Java, o que justifica o desenvolvimento dos agentes deste trabalho ser realizado nesta mesma linguagem de programação. O JADE é composto basicamente por: um ambiente de execução para realização das atividades dos agentes, ferramentas gráficas para monitoramento e administração dos agentes ativos, e uma biblioteca

(Caire, 2003). A biblioteca do JADE é composta por diversos pacotes programados em Java que proporcionam funcionalidades e interfaces prontas para a utilização do usuário no desenvolvimento dos agentes, simplificando os procedimentos na implementação de sistemas multiagentes (Bellifemine *et al.*, 2002). O JADE proporciona também agentes adicionais que possibilitam a depuração de programas desenvolvidos sob seu domínio: *Introspector Agent*, *Sniffer Agent*, *Dummy Agent* e *Log Agent*. Neste trabalho foram utilizados os recursos do *Sniffer Agent* para análises dos resultados obtidos, e seu funcionamento está explicado no Capítulo 7.

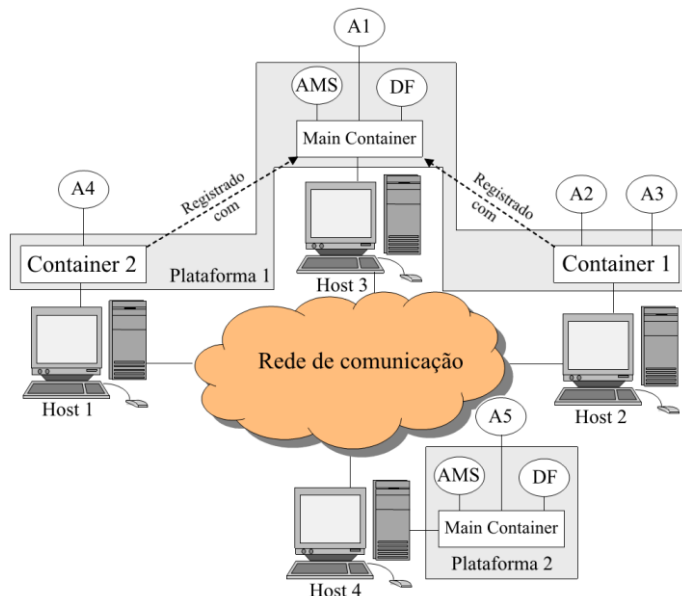
6.6.1.1 Arquitetura JADE

Os principais elementos que formam a estrutura de funcionamento do JADE são mostrados no esquema da Figura 6.6. Uma plataforma JADE é formada por um ou mais contêineres ativos. No esquema da Figura 6.6 observa-se a existência de duas plataformas JADE, sendo cada uma delas compostas pelos seus respectivos contêineres, conforme ilustrado. Um contêiner, por sua vez, é uma instância do ambiente de execução do JADE, e é onde os agentes desenvolvidos “vivem” (Caire, 2003). Os contêineres de uma plataforma JADE podem ser executados por diferentes *hosts*, as máquinas de processamento responsáveis por esta execução, formando uma plataforma JADE distribuída em uma rede de computadores. No esquema da Figura 6.6 pode-se verificar que cada contêiner é executado por um *host* distinto. Além disto, cada plataforma JADE deve sempre possuir um contêiner principal, chamado de *main container*. Além de funcionar como qualquer outro contêiner comum, o *main container* possui algumas responsabilidades especiais no funcionamento de sua plataforma, explicitadas a seguir (Bellifemine *et al.*, 2007):

- a) Gerenciar a Tabela de Contêineres: esta tabela contém o registro das referências dos objetos e endereços de transporte de todos os contêineres que compõem a plataforma;
- b) Gerenciar a Tabela Global de Agente Descritor: esta tabela contém o registro de todos os agentes presentes na plataforma, incluindo sua localização e *status* atual;
- c) Hospedar os agentes AMS (*Agent Management System*) e DF (*Directory Facilitator*): estes são dois agentes especiais

capazes de proporcionar serviços de gerenciamento e coordenação dos agentes da plataforma.

Figura 6.6 – Arquitetura JADE



Fonte: (Caire, 2003), editado pelo autor

A presença dos agentes AMS e DF pode ser verificada nos *main containers* das plataformas no esquema da Figura 6.6, assim como a presença de outros agentes distribuídos pelos contêineres existentes neste esquema (A1, A2, A3, A4 e A5). O detalhamento destes agentes especiais está exposto nos itens que segue (Bellifemine *et al.*, 2007):

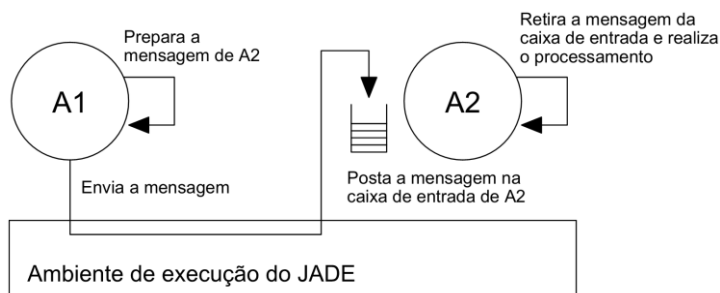
- a) Agente AMS: este é o agente que supervisiona toda a plataforma. É o único agente capaz de realizar operações de gerenciamento de plataforma, como por exemplo, criar ou eliminar agentes e fechar contêineres ou plataformas. Este agente também é responsável por proporcionar o serviço de páginas brancas, no qual é possível consultar quais agentes estão ativos na plataforma do agente AMS consultado. Este agente é criado no *main container* e não pode se locomover para outros contêineres;

- b) Agente DF: este é o agente responsável por proporcionar o serviço páginas amarelas. O recurso de páginas amarelas permite que agentes registrem o serviço que oferecem ou façam uma busca pelo serviço que necessitam. Também é possível realizar uma subscrição para caso em que o serviço procurado não esteja disponível. Assim, o agente DF notifica o responsável pela subscrição quando o serviço for disponibilizado. Este agente é criado no *main container*, porém pode migrar para outros contêineres sem sofrer alterações em seu funcionamento.

6.6.1.2 Comunicação entre agentes no JADE

Um dos mais importantes recursos oferecidos pelo JADE é seu esquema de comunicação elaborado conforme as especificações do FIPA. A comunicação entre agentes é baseada em uma troca de mensagens assíncrona. Desta maneira, cada agente possui uma caixa de entrada onde são postadas as mensagens recebidas. Assim que uma mensagem é postada na caixa de entrada de um agente, este agente é notificado e pode realizar o processamento da mesma de acordo com seu projeto de programação. A Figura 6.7 ilustra um esquema que representa a troca de mensagens assíncrona entre dois agentes (A1 e A2), conforme o funcionamento descrito anteriormente.

Figura 6.7 – Estrutura de comunicação entre agentes no JADE



Fonte: (Bellifemine *et al.*, 2007), editado pelo autor

6.6.1.3 Comportamento de agentes no JADE

Outro importante recurso oferecido pelo JADE é o fornecimento de comportamentos pré-programados para agentes, presentes em sua biblioteca, possibilitando a programação dos agentes de maneira que os mesmos sejam capazes de executar suas tarefas. Os principais comportamentos mencionados anteriormente estão detalhados a seguir. Primeiramente, expõem-se os comportamentos básicos (Bellifemine *et al.*, 2007):

- a) *One-shot Behaviour*: comportamento executado uma única vez;
- b) *Cyclic Behaviour*: comportamento realizado várias vezes de maneira cíclica. Foi projetado para nunca ser finalizado;
- c) *Generic Behaviour*: comportamento que executa diferentes ações dependendo do status de seu parâmetro de entrada.

Em um segundo momento, faz-se o detalhamento dos comportamentos temporais (Bellifemine *et al.*, 2007):

- a) *Waker Behaviour*: comportamento que aguarda um período de tempo após ser invocado para iniciar sua execução. Este comportamento é realizado uma única vez;
- b) *Ticker Behaviour*: assim como o *Waker Behaviour*, este comportamento também aguarda um período de tempo após sua invocação para iniciar sua execução. Porém este é um comportamento cíclico.

Por último, aborda-se o funcionamento dos comportamentos compostos. Estes, por sua vez, possuem maior grau de complexidade, pois são comportamentos formados por sub-comportamentos. Os comportamentos de menor complexidade descritos anteriormente podem ser utilizados como sub-comportamentos para formação dos comportamentos compostos, possibilitando a criação de agentes com capacidade de execução de tarefas mais complexas. Tais comportamentos estão descritos a seguir (Batista, 2008):

- a) *Sequencial Behaviour*: comportamento que executa seus sub-comportamentos de maneira sequencial. É finalizado quando todos seus sub-comportamentos são concluídos;

- b) *Parallel Behaviour*: comportamento que executa seus sub-comportamentos de maneira paralela. Pode ser programado para ser finalizados quando todos os sub-comportamentos estiverem concluídos ou quando o primeiro deles for concluído;
- c) *FMS Behaviour*: comportamento que executa seus sub-comportamentos de acordo com uma máquina de estados finitos projetada pelo programador.

6.6.2 Considerações de projeto

Além das particularidades do JADE descritas anteriormente, fez-se necessário estipular algumas considerações acerca das propriedades operacionais do sistema para realização do projeto dos agentes propostos e implementação do sistema de proteção. Tais considerações estão apresentadas a seguir:

- a) Para cálculo do tempo de operação do sistema de proteção foram considerados: tempo de detecção de falta, tempo da troca de mensagens entre agentes e tempo decorrido para recebimento de todas as mensagens pelo agente coordenador;
- b) Para os tempos de troca de mensagens considerou-se o tempo de transmissão de uma mensagem de um agente para outro de 0,010 s (Chen e Kong, 2007);
- c) Abertura dos disjuntores da microrrede é tripolar;
- d) Segundo (Kindermann, 2012), o tempo de abertura dos disjuntores varia entre 2 e 6 ciclos. Assumindo-se uma postura conservadora, neste trabalho foi considerado o tempo de abertura de disjuntores de 6 ciclos (0,100 s);
- e) As barras que possuem ligação direta de geração distribuída foram consideradas parte da interconexão destes geradores com a rede de distribuição, sendo, portanto, tratadas pelo esquema de proteção de maneira distinta às outras barras do sistema;
- f) A interconexão de um gerador do sistema é composta pela área delimitada pela seção em que está situado o transformador elevador até os terminais do gerador em questão;
- g) A proteção das fontes de geração de energia eólica é assegurada pelo esquema de proteção de sua interface baseada em equipamentos de eletrônica de potência, proporcionados

pelo fabricante destas fontes. Desta forma, não é necessária a implementação de relés para proteção dos geradores das fontes em questão.

O sistema de proteção proposto neste trabalho foi desenvolvido somente com medições de magnitude de tensões e correntes da microrrede, portanto não foram utilizadas algumas das funções de proteção de geradores síncronos propostas no Capítulo 4. Algumas limitações do PSCAD com relação a variações de frequência e o uso de um modelo simplificado de gerador (modelado como fonte de tensão) também restringiram a utilização de outras funções. Desta forma, a composição do esquema de proteção implementado tornou-se mais compacta e mais viável economicamente do que o esquema proposto no Capítulo 4, embora algumas funções como a de verificação de sincronização (25) e proteção de sobre e subfrequência (81O/U) sejam essenciais e devam ser utilizadas em uma aplicação real. Vale ressaltar também que o sistema multiagente proposto foi implementado sem a utilização do agente DF do JADE, garantindo maior simplicidade ao esquema de proteção proposto.

O projeto estrutural de cada um dos agentes, juntamente com suas particularidades de funcionamento, está detalhado nas seções seguintes.

6.6.3 Implementação do Agente Relé

Como já discutido anteriormente, o agente relé tem como função monitorar grandezas, detectar eventos, enviar mensagem ao agente coordenador com informações sobre os mesmos e efetuar a abertura dos disjuntores. Dependendo de sua finalidade de proteção e localização no sistema, este agente deve monitorar diferentes grandezas e realizar a detecção de eventos por diferentes funções de proteção. Em vista disso, este agente foi projetado para identificar quais funções de proteção utilizar com base na nomenclatura estipulada para os relés, ou seja, diferentes funções de proteção são utilizadas conforme a finalidade de proteção do agente relé. Desta forma, este agente pode ser alocado em qualquer ponto do sistema, desde que as regras de nomenclatura sejam seguidas. Esta característica proporciona maior versatilidade à estratégia de proteção proposta, facilitando o uso deste esquema em microrredes de diferentes topologias. Para implementação deste agente foi utilizado uma combinação dos comportamentos proporcionados pelo JADE, permitindo que este agente realize suas funções por meio de uma

máquina de estados finitos, fazendo também o uso de comportamentos paralelos para assegurar o funcionamento correto de seu sistema de comunicação.

Este agente foi desenvolvido com três finalidades de proteção: linhas, transformadores e geradores. O comportamento deste agente de acordo com cada uma de suas finalidades de proteção está descrito a seguir:

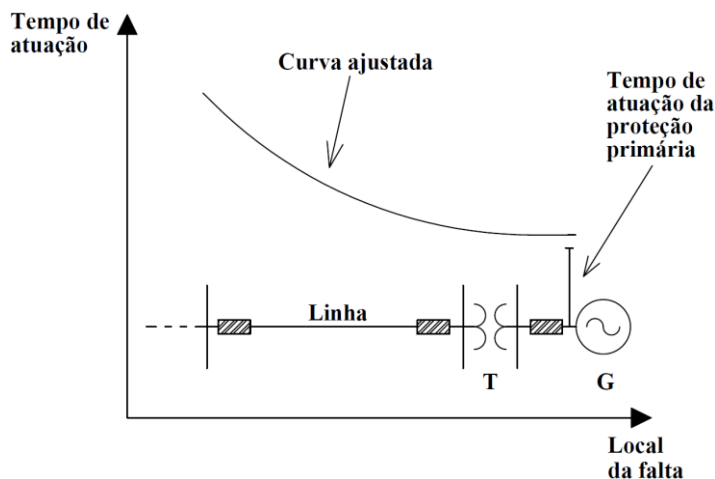
- a) Proteção de linha de distribuição: quando utilizado para proteção de linha de distribuição, este relé faz uso somente da função de sobrecorrente (50);
- b) Proteção de transformador: quando utilizado para proteção de transformador, este relé também faz uso somente da função de sobrecorrente (50);
- c) Proteção de gerador síncrono: quando utilizado para proteção de gerador síncrono, este relé faz utilização das seguintes funções: sobrecorrente (50), proteção diferencial percentual (87), sobrecorrente temporizado com restrição de tensão (51V), sobrecorrente temporizado de neutro (51G), subtensão instantâneo (27I), subtensão temporizado (27T), sobretensão instantâneo (59I) e sobretensão temporizado (59T).

Cada uma das funções mencionadas anteriormente tem suas especificações, esquema de funcionamento e ajustes detalhados nas seções seguintes. Para todas as funções temporizadas, o ajuste foi realizado de maneira a obter coordenação com o tempo de atuação da proteção primária, conforme ilustrado pela Figura 6.8. O ajuste de *Time Dial* (TD) destas funções considera também uma margem de segurança de 1 ciclo entre a curva de temporização definida e o tempo de atuação da proteção primária para garantir coordenação às mesmas. Vale ressaltar ainda que as funções temporizadas foram projetadas para realizar a proteção da microrrede na topologia conectada à concessionária, uma vez que esta deve ser a topologia predominante de operação de uma microrrede. Sendo assim, as funções temporizadas tem como finalidade realizar a proteção dos geradores contra situações onde haja falha na comunicação ou no funcionamento de algum dos agentes do SMA proposto.

6.6.3.1 Função 50

Diferente de sua forma convencional de funcionamento, em que o relé opera quando a corrente aferida aumenta além do valor de ajuste pré-determinado, a detecção de um evento pela função de sobrecorrente dos relés desenvolvidos neste trabalho acontece quando são verificadas variações positivas de correntes superiores a 50% em um intervalo de tempo de 2 ciclos. Quando ocorre detecção o agente relé envia uma mensagem para o agente coordenador informando a magnitude da corrente e a função responsável pelo alerta.

Figura 6.8 – Exemplo de coordenação de função temporizada



Fonte: próprio autor

6.6.3.2 Função 87

A proteção diferencial percentual tem como objetivo proteger o gerador contra faltas internas. Seu funcionamento foi implementado através dos equacionamentos apresentados na Seção 4.2.10. A sensibilidade desta função foi estipulada realizando-se o ajuste do *slope* de sua curva de operação em 20% (IEEE Power System Relaying Committee, 1995; Kindermann, 2014), levando-se em consideração o propósito desta proteção e as características operacionais da microrrede teste. Para evitar atuações equivocadas, foi realizado o ajuste da corrente de *pickup* desta função em 20% da corrente nominal do gerador

protegido. Este ajuste leva em consideração a utilização de TCs que possuem classe de exatidão com erros de 10%, visando eliminar a chance de ocorrência de aberturas de disjuntores indesejadas para todas as possíveis topologias de operação da microrrede. Por ser uma proteção seletiva, na ocorrência de uma detecção de falta o agente relé efetua a abertura dos disjuntores e envia mensagem para o coordenador informando que a função 87 foi a responsável pela atuação da proteção.

6.6.3.3 Função 51V

Esta função proporciona proteção de retaguarda ao gerador. Seu ajuste foi realizado em 150% da corrente nominal do gerador protegido quando a tensão encontra-se em 1 p.u. (Dudor e Padden, 1995). Sua temporização foi implementada de acordo com as equações apresentadas em (IEEE Power System Relaying Committee, 1997) e (Kindermann, 2012), e seus ajustes foram realizados de acordo com as padronizações da norma IEEE para curva moderadamente inversa. Estes ajustes foram definidos de maneira a obter coordenação com a proteção primária do SMA e proporcionar proteção de retaguarda para faltas na linha não eliminadas pelo mecanismo responsável.

Por ser uma proteção de retaguarda, esta função realiza a abertura dos disjuntores sem necessidade de comunicação com os agentes das camadas hierárquicas superiores.

6.6.3.4 Função 51G

Assim como a função 51V descrita anteriormente, esta função também proporciona proteção de retaguarda ao gerador. Tem como papel detectar as faltas à terra não eliminadas pelas proteções primárias. Possui sua temporização implementada de maneira idêntica ao da função 51V, porém, neste caso, utilizaram-se as características de temporização para curva muito inversa. Por ser uma proteção de retaguarda, esta função também não depende do recebimento de ordem das camadas hierarquicamente superiores para efetuar o comando de abertura de disjuntor. Sua corrente de *pickup* foi ajustada em 10% da corrente nominal do gerador protegido (Kindermann, 2012);

6.6.3.5 Função 27I

Esta função serve somente como auxílio para identificação dos eventos ocorridos no sistema por parte do agente coordenador. Desta

forma, quando ocorre detecção de um evento, o agente relé envia uma mensagem para o agente coordenador informando-o da existência deste evento e a função responsável por sua detecção, porém esta não é uma função capaz de efetuar comando de abertura de disjuntor.

Nesta função, a detecção de um evento ocorre quando o nível de tensão aferido pelo relé sofre variação negativa de 40% em um intervalo de tempo correspondente a 2 ciclos.

6.6.3.6 Função 27T

A função de subtensão temporizada tem como finalidade atuar como proteção de retaguarda para o gerador. Seu funcionamento foi implementado com base nas expressões que representam seu comportamento, apresentadas por (Kindermann, 2014). Sua temporização foi realizada de acordo com as padronizações da norma IEEE e ajustadas com características de curva muito inversa. Esta função possui atuação independente da comunicação entre os agentes.

6.6.3.7 Função 59I

A função de sobretensão instantânea foi ajustada para operar quando a tensão aferida nos terminais do gerador protegido ultrapassar o valor de 140% da tensão nominal do gerador protegido (Kindermann, 2014). Nesta função de proteção o comando de *trip* dos disjuntores é enviado imediatamente após seu acionamento, não necessitando de comunicação entre agentes para efetivação da abertura dos disjuntores.

6.6.3.8 Função 59T

Esta função tem como objetivo proporcionar proteção contra situações que causam sobretensão no gerador síncrono. Sua implementação foi realizada de acordo com as expressões que representam seu funcionamento, apresentadas em (Kindermann, 2014). Sua temporização foi realizada de acordo com as padronizações da norma IEEE e ajustada com características para curva muito inversa. Esta temporização permite que o gerador seja protegido contra situações de sobretensões que podem permanecer durante longos períodos de tempo, porém não são severas o suficiente para acionar a proteção 59I. Esta função possui atuação independente da comunicação entre os agentes.

6.6.4 Implementação do Agente Coordenador

A função básica deste agente é receber as mensagens dos agentes relé, localizar a falta (caso exista), informar o agente configurador sobre a localização da falta e enviar os comandos de *trip* para os agentes relé listados pelo agente configurador. Caso não exista a falta, este agente envia mensagem para o agente configurador informando que não existe falta na microrrede. Para garantir o cumprimento de suas funções de maneira adequada, este agente foi projetado com algumas particularidades que estão detalhadas nesta seção. Para implementação deste agente foi utilizado somente a combinação de comportamentos paralelos e cíclicos, proporcionados pelo JADE.

Para realizar a localização da falta, este agente realiza uma análise sobre as mensagens recebidas dos agentes relé. Porém, a ocorrência de um evento não causa alterações no sistema de maneira uniforme e sincronizada. Isto faz com que os relés detectem os eventos em momentos distintos, gerando a necessidade da criação de uma janela de tempo de recebimento de mensagens no agente coordenador. Analisando-se os tempos de alteração e comportamento das grandezas do sistema na ocorrência de um evento, estipulou-se um tempo de janela para recebimento de mensagens pelo agente coordenador de 0,016 s. Desta forma, a partir do momento em que o agente coordenador recebe a primeira mensagem de um agente relé, inicia-se a contagem dos 0,016 s. Após o tempo de janela decorrido, todas as mensagens recebidas são desconsideradas, e a análise para a localização da falta é realizada. Para que o agente não continue ignorando todas as mensagens após o fechamento da janela de recebimento de mensagens foi implementada uma função de reset que é acionada 0,032 s depois do fechamento desta janela, fazendo com que o agente coordenador esteja apto a receber mensagens sobre novos eventos normalmente.

A determinação da existência e do local da falta é realizada pelo sistema especialista deste agente. Após receber as mensagens sobre o evento, o agente coordenador realiza o processamento das mesmas a fim de organizá-las e criar fatos para utilização de suas regras de sistema especialista. Tais regras estão descritas a seguir.

- a) Verificação de falta em linhas: busca-se a detecção pela função 50 com o maior valor de corrente medido. Se o relé localizado na outra extremidade da linha do relé que detectou a maior corrente possuir um valor de corrente diferente deste maior valor, então a falta foi localizada nesta linha. Caso os

- relés tenham o mesmo valor de corrente medido, conclui-se que a falta não está nesta linha, dando sequência ao processo de localização da falta pelo uso das outras regras;
- b) Determinação de falta em gerador: caso a função do evento detectado seja a função 87, então a falta foi localizada no gerador responsável pela detecção;
 - c) Detecção de falta em barras: não identificada a falta em linhas de distribuição do sistema, supõe-se que a falta ocorreu em uma das barras conectadas às extremidades da linha que possui o maior valor de corrente medido pelos seus relés. Utiliza-se então a lei de Kirchhoff, considerando que o valor de maior corrente medido pelo relé da linha de distribuição deve ser igual à soma das correntes medidas por todos os outros relés imediatamente ao redor de uma destas barras. Caso o erro desta soma seja superior a 10% do valor de corrente medido pelo relé da linha, conclui-se que a falta está localizada nesta barra. Caso contrário, realiza-se a busca na barra da outra extremidade desta linha. Na ocorrência de não detecção de falta, busca-se a falta nas interconexões do sistema;
 - d) Detecção de falta em interconexão de gerador: busca-se o maior valor de corrente medido pelas detecções da função 50 por relés de geradores que também tenham detectado *flag* pela função 27I. Em caso destas condições serem satisfeitas, conclui-se que a falta ocorreu na interconexão do gerador em questão. Caso contrário, conclui-se que não existe falta em nenhuma das interconexões;
 - e) Operação normal do sistema: caso nenhuma das regras anteriores tenha sido satisfeita, conclui-se que não existe uma situação de falta na microrrede.

A comparação de igualdade entre os valores de corrente detectados pelos relés possui uma tolerância de 20%, considerando o erro de medição dos TCs.

Após a execução do sistema especialista, este agente realiza a construção de uma mensagem com a sua conclusão e a envia para o agente configurador.

Para o caso de recebimento de mensagem proveniente do agente configurador, o agente coordenador somente realiza a leitura e envia a mensagem de *trip* para os agentes relé listados na mensagem,

determinados pelo agente configurador, não havendo a necessidade do uso de sistema especialista.

6.6.5 Implementação do Agente Configurador

Assim como o agente coordenador, o agente configurador também faz uso de um sistema especialista para desempenhar suas funções de maneira adequada. Suas características de funcionamento estão detalhadas a seguir. Assim como o agente coordenador, para implementação deste agente foi utilizado somente a combinação de comportamentos paralelos e cíclicos, proporcionados pelo JADE.

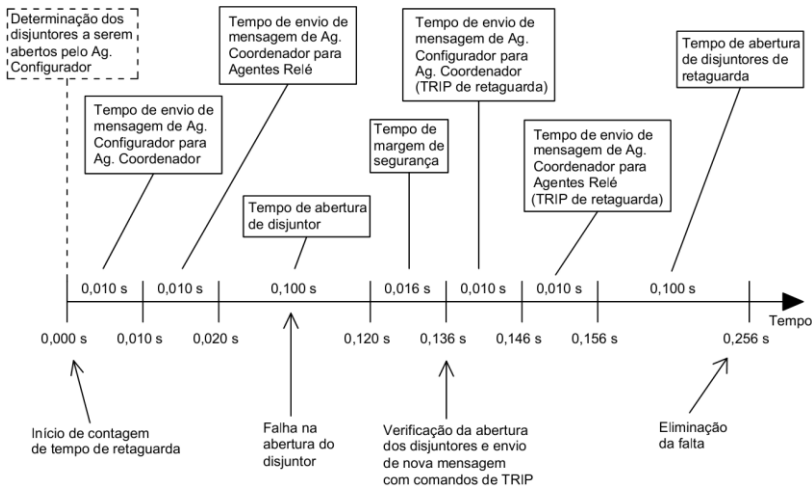
A grosso modo, o agente configurador tem como função definir quais relés devem receber o comando de *trip* para que ocorra a eliminação da falta identificada. Assim, após o recebimento da mensagem enviada pelo agente coordenador contendo a localização da falta, o agente configurador realiza um processamento do conteúdo da mensagem que define a composição do fato para utilização das regras de seu sistema especialista. As regras utilizadas para determinação de quais relés devem enviar comando de abertura de disjuntor associado estão descritas a seguir:

- a) Falta em linha: caso a falta esteja localizada na linha, deve ser realizada a abertura dos disjuntores dos relés posicionados em cada extremidade desta linha;
- b) Falta interna ao gerador: caso a falta seja interna a um gerador, nenhum comando de *trip* deve ser enviado para os agentes relé, uma vez que considera-se que a proteção diferencial atuará imediatamente após a detecção da falta;
- c) Falta em barras: caso a falta esteja localizada em barras do sistema, deve ser realizada a abertura de todos os disjuntores adjacentes imediatos a esta barra;
- d) Falta na interconexão dos geradores: caso a falta esteja localizada em uma interconexão de geradores, determina-se a abertura dos disjuntores do transformador elevador e de todos os geradores conectados à barra desta interconexão;
- e) Operação normal: em caso de operação normal do sistema, nenhum comando de *trip* deve ser enviado para os agentes relé;

Depois de executar o sistema especialista, o agente configurador prepara a mensagem contendo a lista dos agentes relé que devem efetuar

o comando de *trip* e a envia para o agente coordenador. Logo após este envio, o agente configurador inicia uma contagem de tempo para averiguar o *status* dos disjuntores que deveriam ser abertos, a fim de executar a proteção de retaguarda caso seja necessário. Este tempo foi calculado de acordo com os requisitos de tempo de eliminação de falta na ocorrência de falha de disjuntor estipulado por (IEEE Power System Relaying Committee, 2006). Os tempos de operação levados em consideração para realização deste cálculo foram: o tempo de envio de mensagens até os agentes relé, o tempo de abertura de disjuntor e a margem de tempo de segurança. Segundo (IEEE Power System Relaying Committee, 2006), os valores típicos de tempo utilizados para a margem de segurança variam, desde valores menores que 1 até 3 ciclos. A estipulação deste valor deve levar em consideração o tempo crítico de eliminação de falta do sistema, assunto estudado em análises de estabilidade de sistemas de potência. Como este assunto não faz parte do escopo deste projeto, definiu-se o valor de 1 ciclo para o tempo de margem considerando que esta definição esteja de acordo com o tempo crítico de eliminação de falta do sistema estudado. Desta maneira, o tempo que o agente configurador aguarda para realizar a execução da proteção de retaguarda foi estipulado em 0,136 s. A composição deste tempo pode ser observada pelo esquema gráfico mostrado na Figura 6.9.

Figura 6.9 – Representação gráfica do tempo de retaguarda do SMA



Fonte: próprio autor

Caso seja constatado que houve falha de abertura de disjuntor, o agente configurador realiza a execução de seu sistema especialista novamente, a fim de determinar quais os disjuntores de retaguarda para a falha em questão. Como mencionado anteriormente, esta determinação é realizada com base nas informações de topologia da rede e de *status* dos disjuntores, proporcionadas pelo Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA). Uma vez determinados os agentes relé de retaguarda, uma nova mensagem é enviada para o coordenador constando esta nova lista de destinatários para envio do comando de *trip*. As regras utilizadas para determinação das operações de retaguarda estão elencadas a seguir:

- a) Retaguarda para falha de abertura de disjuntor em linhas e interconexões: caso verifique-se que qualquer um dos disjuntores aos quais foram enviados comando de *trip* não tenha efetuado sua abertura, determina-se novo envio de comando de *trip* para todos os agentes relé adjacentes, localizados nas linhas conectadas à barra mais próxima ao disjuntor em que houve a falha de abertura;
- b) Retaguarda para falha de abertura de disjuntor em geradores: caso verifique-se que o disjuntor que deveria ser aberto pela proteção diferencial não tenha efetuado sua abertura, determina-se o envio de comando de *trip* para os agentes relés do transformador elevador e geradores conectados à barra desta interconexão;

6.6.6 Leitura de arquivos de dados

Como mencionado anteriormente, os agentes do sistema de proteção proposto fazem uso de informações provenientes de arquivos de dados de entrada, essenciais para que exerçam adequadamente as suas funções no sistema multiagente. Os arquivos de dados necessários para o funcionamento do sistema proposto possuem o detalhamento de seu conteúdo e propósito como segue:

- a) *Topologia_Sistema.txt*: arquivo que contém a identificação de cada linha do sistema, bem como suas barras de entrada e barras de saída. Este arquivo é utilizado somente pelo agente configurador;

- b) Localizacao_GERs.txt: arquivo que contém a identificação, barra de conexão e tipo dos geradores do sistema. Este arquivo é utilizado somente pelo agente configurador;
- c) Estado_Disj.txt: arquivo que contém o estado inicial de cada um dos disjuntores do sistema. Este arquivo é utilizado somente pelo agente configurador;
- d) Ag_Rele_x_y_z.txt: arquivo que contém os dados das grandezas monitoradas no ponto em que o relé está situado. Desta forma, este arquivo é utilizado somente pelos agentes relé do sistema, e cada um deles possui o seu próprio arquivo de dados, seguindo-se as regras de nomenclatura apresentadas na Seção 6.3.1;
- e) Dados_Gerador_Ag_Rele_x_y_z.txt: arquivo que contém dados de gerador, como tensão e corrente nominais, e ajustes de temporização de funções de proteção. Este arquivo é utilizado somente pelos agentes relé destinados à proteção de gerador, e cada gerador possui seu próprio arquivo de entrada de dados.

6.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O conteúdo presente neste capítulo tem como finalidade apresentar a metodologia utilizada no desenvolvimento do trabalho e salientar a colaboração de cada um dos recursos utilizados para o desenvolvimento do trabalho proposto. Os resultados obtidos a partir da implementação do projeto apresentado neste capítulo estão apresentados no capítulo seguinte.

7 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados das simulações de faltas e do comportamento do SMA proposto. Os casos simulados foram escolhidos de maneira a expor o funcionamento do sistema implementado para todas as possíveis situações de falta na microrrede que oferecem riscos de danos aos geradores síncronos presentes na mesma.

O sistema possui abertura tripolar de disjuntores, e todas as faltas simuladas são do tipo monofásica-terra, o tipo de falta de maior ocorrência nos sistemas elétricos de potência (Blackburn e Domin, 2014). Todas as simulações foram realizadas com duração de 7 segundos com aplicação da falta após decorridos 3 segundos de simulação.

Visando ressaltar a capacidade de operação do sistema de proteção proposto para diferentes topologias que uma microrrede possa adotar, para cada um dos casos propostos foi realizada uma simulação para a topologia conectada à concessionária e para a topologia ilhada, denominadas respectivamente de Topologia 1 e Topologia 2.

Para obtenção de maior clareza na exposição dos resultados obtidos, a realização das análises de troca de mensagens entre os agentes do SMA foi feita por meio da utilização do *software* Java Sniffer, desenvolvido pela Rockwell Automation Inc. (Bellifemine *et al.*, 2007). Este programa monitora as mensagens enviadas por todos os agentes presentes no sistema, e serve como uma alternativa ao uso do *Sniffer Agent* e da ferramenta gráfica padrão do JADE para visualização da troca de mensagens entre estes agentes.

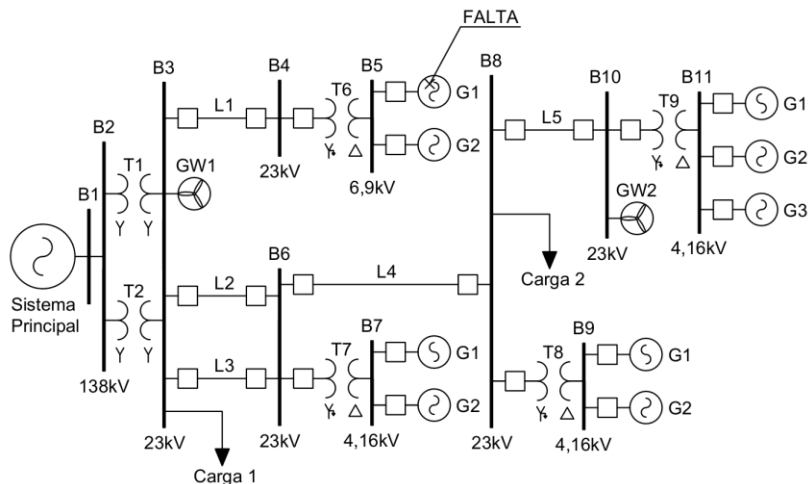
7.1 SIMULAÇÃO 1: FALTA INTERNA AO GERADOR

Em um primeiro momento, foram realizadas as simulações de falta interna ao gerador G1 conectado à barra 5, como mostra a Figura 7.1 e a Figura 7.4. Devido à utilização de um modelo simplificado de gerador na modelagem do sistema teste, não é possível ter acesso aos enrolamentos internos do mesmo. Desta forma, a falta foi simulada a 100% dos enrolamentos do gerador, e, por ser uma falta interna à zona de atuação da proteção diferencial da máquina, é suficiente para o acionamento desta função e para validação do funcionamento do SMA proposto.

7.1.1 Topologia 1

A Figura 7.1 ilustra a topologia e a localização da falta simulada nesta seção.

Figura 7.1 – Localização da falta (Simulação 1 - Topologia 1)



Fonte: próprio autor

O Quadro 7.1 mostra as detecções das funções instantâneas dos agentes relé do SMA para o caso de simulação em questão. Observa-se que para uma falta interna ao gerador G1 conectado à barra 5, ocorreram detecções de falta somente pelos agentes *Ag_Rele_5_0_1* e *Ag_Rele_5_0_2*. A configuração do transformador elevador ao qual estes geradores estão conectados faz com que a falta não seja detectada pelos agentes de linhas de distribuição vizinhas e outros relés do sistema. Nota-se ainda que, devido à conexão dos geradores G1 e G2 à mesma barra (barra 5), o *Ag_Rele_5_0_2* acusa *Flag* pela função 50. O sistema de proteção avalia as detecções apresentadas pelo Quadro 7.1 e atua de acordo com suas conclusões. Ainda no Quadro 7.1, pode-se observar que apesar das *Flags* apresentadas, o sistema de proteção localizou corretamente a falta e realizou o comando de *trip* somente para os disjuntores do *Ag_Rele_5_0_1*, mantendo o gerador G2 em operação. Por ser uma proteção seletiva, quando ocorre detecção de uma falta por meio da função 87 o agente relé efetua o comando de abertura dos disjuntores independente da deliberação dos agentes das camadas hierárquicas superiores, eliminando a falta mais rapidamente e

reduzindo os danos causados ao gerador. Apesar de a proteção atuar independente da deliberação de outros agentes, a localização e determinação de procedimentos para eliminação da falta efetuados pelos agentes coordenador e configurador são realizados a fim de garantir a atuação correta do sistema de proteção.

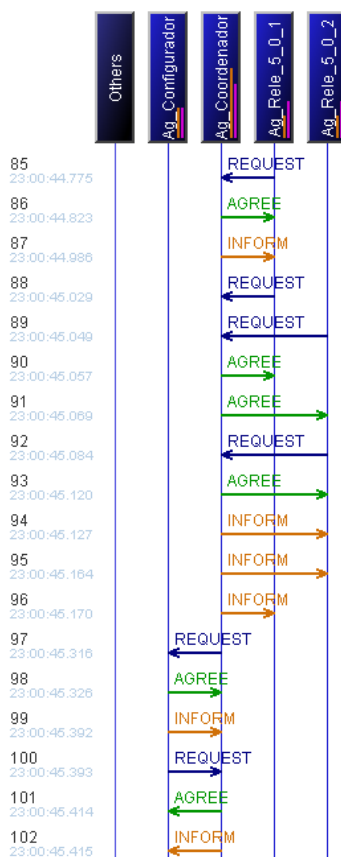
Quadro 7.1 – Resultado da simulação (Simulação 1 - Topologia 1)

Agente	F50	F87	F27I	F59I	Função atuante	Tempo de atuação (s)
Ag_Rele_10_11_9						
Ag_Rele_10_8_5						
Ag_Rele_11_0_1						
Ag_Rele_11_0_2						
Ag_Rele_11_0_3						
Ag_Rele_3_4_1						
Ag_Rele_3_6_2						
Ag_Rele_3_6_3						
Ag_Rele_4_3_1						
Ag_Rele_4_5_6						
Ag_Rele_5_0_1		<i>Flag</i>	<i>Flag</i>		87	3,009
Ag_Rele_5_0_2	<i>Flag</i>		<i>Flag</i>			
Ag_Rele_6_3_2						
Ag_Rele_6_3_3						
Ag_Rele_6_7_7						
Ag_Rele_6_8_4						
Ag_Rele_7_0_1						
Ag_Rele_7_0_2						
Ag_Rele_8_10_5						
Ag_Rele_8_6_4						
Ag_Rele_8_9_8						
Ag_Rele_9_0_1						
Ag_Rele_9_0_2						

O tempo de atuação do sistema de proteção apresentado pela última coluna do Quadro 7.1 mostra a eficiência e a sensibilidade da proteção diferencial percentual. Considerando-se o tempo de abertura dos disjuntores, pode-se afirmar que a falta foi eliminada em aproximadamente 0,109 s.

A troca de mensagens durante a simulação do sistema multiagente implementado pode ser observada na Figura 7.2, imagem obtida através do Java Sniffer.

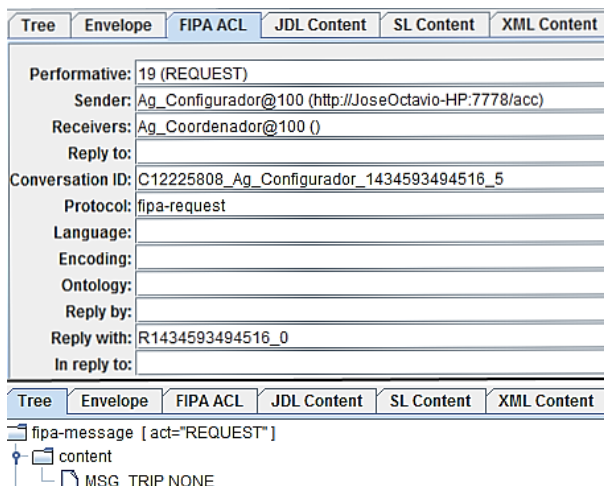
Figura 7.2 – Troca de mensagens entre agentes (Simulação 1 - Topologia 1)



O esquema de troca de mensagens apresentado pode ser interpretado de acordo com os resultados obtidos no Quadro 7.1. Primeiramente notam-se duas mensagens do tipo *Request* enviadas por cada um dos agentes relé dos geradores para o agente coordenador.

Estas mensagens representam as *flags* detectadas, apresentadas no quadro de resultados. Como já mencionado em 5.2.3.1, a mensagem do tipo *Agree* significa que o agente concorda em interpretar o conteúdo recebido e a mensagem do tipo *Inform* informa que esta interpretação foi concluída. Depois de localizar a falta por meio do sistema especialista, o agente coordenador envia esta localização para o agente configurador. Este, por sua vez, determina quais relés devem operar e envia para o agente coordenador. Nota-se pela Figura 7.2 que não existiram mensagens do tipo *Request* enviadas do coordenador para nenhum dos agentes relé, uma vez que o comando de abertura dos disjuntores para detecções de falta pela função 87 deve ser realizado de maneira imediata pelo agente relé local. Este fato mostra que a localização da falta, e a deliberação a respeito dos disjuntores a serem abertos foram realizadas de maneira correta pelos agentes coordenador e configurador, respectivamente. A Figura 7.3 mostra os parâmetros da mensagem ACL: remetente (*Sender*), destinatários (*Receivers*), ato comunicativo (*Performative*), protocolo de comunicação (*Protocol*), conteúdo (*Content*), etc., conforme apresentado no exemplo em 5.2.3.1. Esta mensagem foi enviada pelo agente configurador para o agente coordenador, e tais detalhes foram obtidos através do Java Sniffer. Verifica-se que o conteúdo da mensagem é “MSG_TRIP NONE”, confirmando que o agente configurador determinou que nenhum comando de abertura de disjuntor fosse enviado além do que já foi emitido pela função 87.

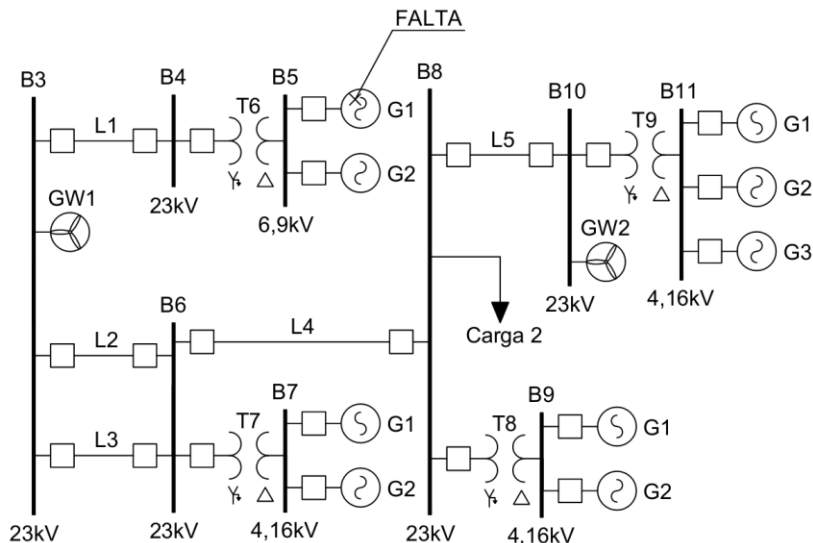
Figura 7.3 – Detalhes de mensagem FIPA ACL (Simulação 1 - Topologia 1)



7.1.2 Topologia 2

Nesta seção, a falta interna ao gerador G1 conectado à barra 5 foi simulada para a Topologia 2, conforme mostra a Figura 7.4.

Figura 7.4 – Localização da falta (Simulação 1 – Topologia 2)



Fonte: próprio autor

Os resultados da simulação para a Topologia 2 estão apresentados no Quadro 7.2. Verifica-se que neste caso houve um maior número de detecções de eventos pelos relés do sistema. Isto ocorre, pois as correntes que circulam na microrrede em operação normal para a Topologia 2 possuem valores de magnitude consideravelmente inferiores aos da Topologia 1. Como algumas das funções de proteção implementadas possuem seu critério de detecção de evento baseado em variação percentual no valor da grandeza aferida, a ocorrência de um número maior de detecções é justificado pelo fato de que valores mais baixos possuem maior facilidade de obtenção de variações percentuais significativos. Nota-se pelos resultados do Quadro 7.2 que todas as *flags* apresentadas, com exceção da que foi detectada pela função 87, foram originadas por funções baseadas em variações percentuais.

Ademais destas análises, é importante ressaltar que o sistema de proteção localizou e eliminou a falta corretamente, desconectando o gerador G1 da microrrede e mantendo o gerador G2 em operação. O

tempo de detecção da função 87 foi de 0,010 s. Considerando-se o tempo de abertura do disjuntor, o tempo da eliminação da falta foi de 0,110 s.

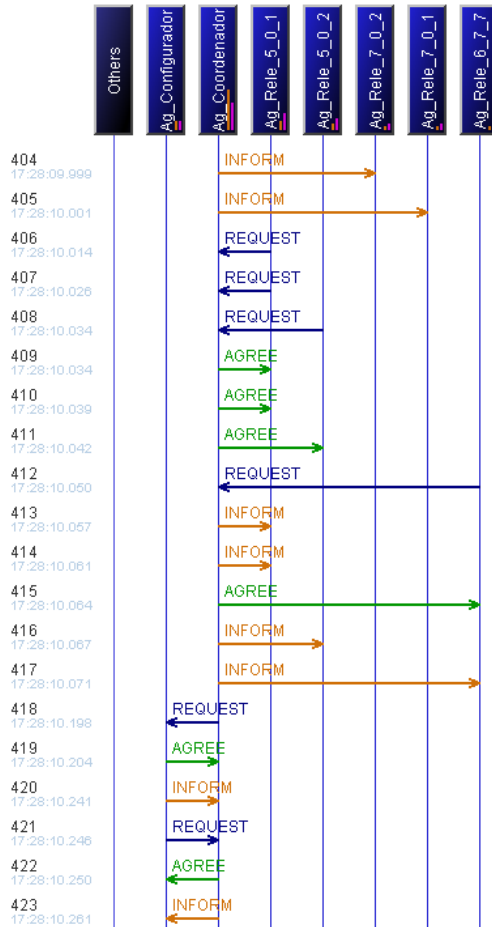
Quadro 7.2 – Resultado da simulação (Simulação 1 - Topologia 2)

Agente	F50	F87	F27I	F59I	Função atuante	Tempo de atuação (s)
Ag_Rele_10_11_9						
Ag_Rele_10_8_5						
Ag_Rele_11_0_1						
Ag_Rele_11_0_2						
Ag_Rele_11_0_3						
Ag_Rele_3_4_1						
Ag_Rele_3_6_2						
Ag_Rele_3_6_3						
Ag_Rele_4_3_1						
Ag_Rele_4_5_6						
Ag_Rele_5_0_1	<i>Flag</i>	<i>Flag</i>	<i>Flag</i>		87	3,010
Ag_Rele_5_0_2	<i>Flag</i>		<i>Flag</i>			
Ag_Rele_6_3_2						
Ag_Rele_6_3_3						
Ag_Rele_6_7_7	<i>Flag</i>					
Ag_Rele_6_8_4						
Ag_Rele_7_0_1	<i>Flag</i>					
Ag_Rele_7_0_2	<i>Flag</i>					
Ag_Rele_8_10_5						
Ag_Rele_8_6_4						
Ag_Rele_8_9_8						
Ag_Rele_9_0_1						
Ag_Rele_9_0_2						

A comunicação entre os agentes para esta simulação pode ser verificada na Figura 7.5. Esta figura ilustra o momento em que as últimas mensagens são enviadas pelos agentes relé para o agente

coordenador, além do momento em que ocorre a localização da falta e a decisão das medidas a serem tomadas para sua eliminação. Assim como na Simulação 1 – Topologia 1, é possível observar pelo histórico de mensagens da simulação da Figura 7.5 que não houve envio de mensagens com comando de abertura de disjuntor para nenhum dos agentes relé do sistema.

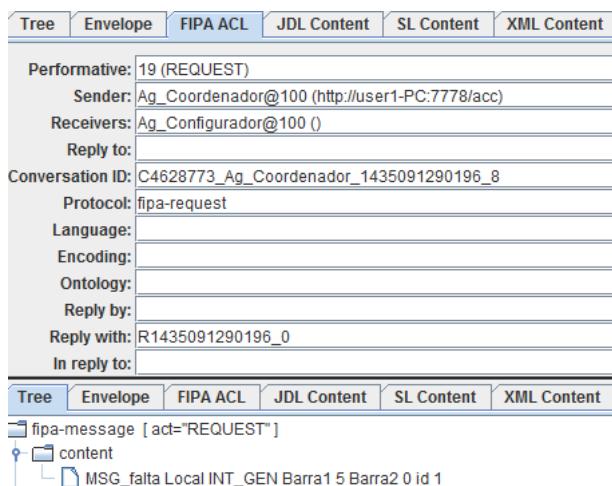
Figura 7.5 – Troca de mensagens entre agentes (Simulação 1 - Topologia 2)



A Figura 7.6 mostra os detalhes da mensagem enviada pelo agente coordenador para o agente configurador. O conteúdo da mensagem apresentado juntamente com os outros parâmetros pela

Figura 7.6 mostra a localização da falta inferida pelo agente coordenador. A interpretação deste conteúdo, localizado na parte inferior da figura, é realizada analisando-se cada uma das partes da mensagem disposta conforme o padrão previamente definido: “MSG_falta” indica que as informações contidas nas mensagens fazem referência à localização da falta; “Local INT_GEN” significa que a falta foi localizada e está situada internamente a um gerador; “Barra1 5 Barra2 0” indica a barra em que este gerador está conectado, ou seja, barra 5; e, por fim, “id 1” é o identificador deste gerador.

Figura 7.6 – Detalhes de mensagem FIPA ACL (Simulação 1 - Topologia 2)



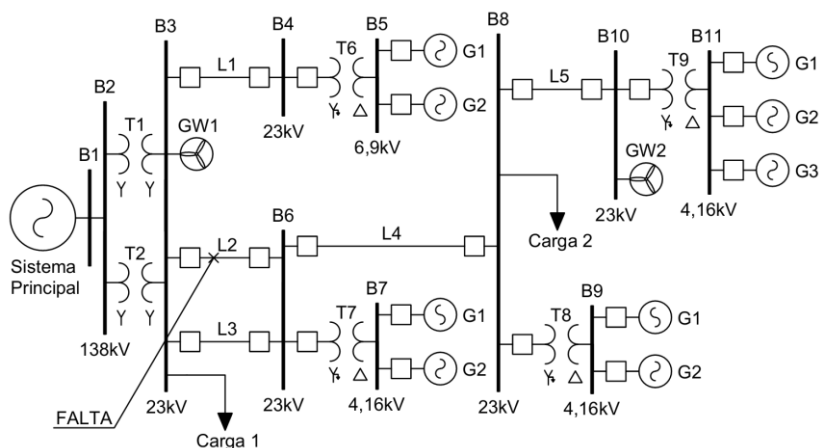
7.2 SIMULAÇÃO 2: FALTA EM LINHA DE DISTRIBUIÇÃO

Nesta seção apresentam-se os resultados referentes à simulação de uma falta localizada a 15% da linha de distribuição L2 da microrrede. Esta simulação tem como finalidade mostrar que a atuação do sistema de proteção também mantém os geradores síncronos da microrrede protegidos contra faltas localizadas nas linhas de distribuição do subsistema.

7.2.1 Topologia 1

A Figura 7.7 ilustra a localização da falta simulada nesta seção.

Figura 7.7 – Localização da falta (Simulação 2 - Topologia 1)



Fonte: próprio autor

Para este caso de simulação, observa-se pelos resultados apresentados no Quadro 7.3 que a falta localizada na linha L2 causou detecção de evento em todos os relés da microrrede, com exceção dos relés da linha L3. Pela Topologia apresentada na Figura 7.7 é possível observar que a linha L3, por estar em paralelo com a linha em que foi aplicada a falta, oferece um caminho de maior impedância para ser percorrido pelas correntes de contribuição de falta no momento de sua ocorrência, o que justifica a ausência de detecções por parte de seus relés. Ainda com base nos resultados apresentados pelo Quadro 7.3, é possível afirmar que a proteção atuou de maneira correta, tirando a linha L2 de operação em 0,168 s (tempo de atuação do relé e tempo de abertura de disjuntor) e mantendo o restante da microrrede operando normalmente.

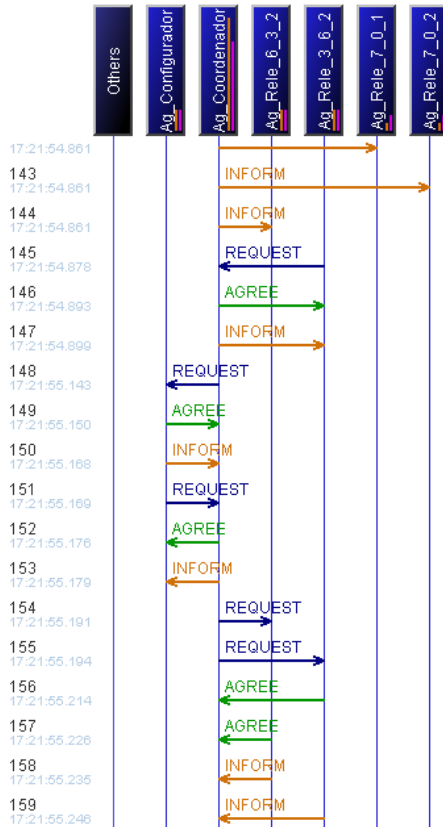
Quadro 7.3 – Resultado da simulação (Simulação 2 - Topologia 1)

Agente	F50	F87	F27I	F59I	Função atuante	Tempo de atuação (s)
Ag_Rele_10_11_9	Flag					
Ag_Rele_10_8_5	Flag					
Ag_Rele_11_0_1	Flag					
Ag_Rele_11_0_2	Flag					
Ag_Rele_11_0_3	Flag					
Ag_Rele_3_4_1	Flag					
Ag_Rele_3_6_2	Flag				50	3.068
Ag_Rele_3_6_3						
Ag_Rele_4_3_1	Flag					
Ag_Rele_4_5_6	Flag					
Ag_Rele_5_0_1	Flag					
Ag_Rele_5_0_2	Flag					
Ag_Rele_6_3_2	Flag				50	3,068
Ag_Rele_6_3_3						
Ag_Rele_6_7_7	Flag					
Ag_Rele_6_8_4	Flag					
Ag_Rele_7_0_1	Flag					
Ag_Rele_7_0_2	Flag					
Ag_Rele_8_10_5	Flag					
Ag_Rele_8_6_4	Flag					
Ag_Rele_8_9_8	Flag					
Ag_Rele_9_0_1	Flag					
Ag_Rele_9_0_2	Flag					

Uma parcela do histórico de troca de mensagens entre os agentes durante esta simulação, ilustrada na Figura 7.8, mostra o momento em que as últimas mensagens de *flag* dos agentes relé chegam até o agente coordenador e dão início ao processo de localização e eliminação de falta. Observa-se nesta figura que o agente coordenador enviou mensagens (154 e 155) para os agentes relé que tiveram sua abertura de disjuntor julgadas necessárias pelo agente configurador. Essas

mensagens confirmam o resultado da abertura dos disjuntores do Ag_Rele_6_3_2 e Ag_Rele_3_6_2 observados no Quadro 7.3.

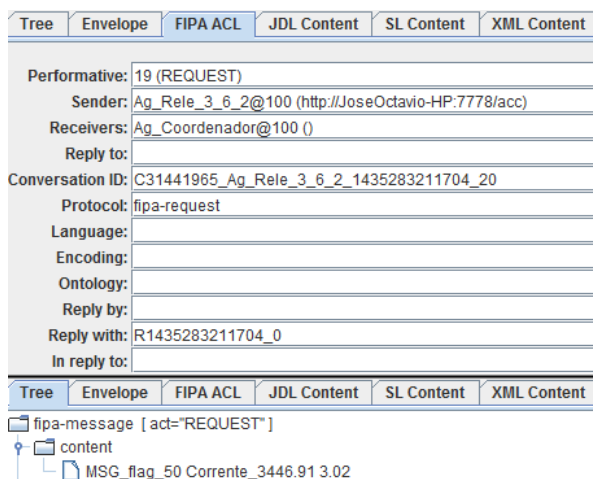
Figura 7.8 – Troca de mensagens entre agentes (Simulação 2 - Topologia 1)



O detalhamento da mensagem enviada pelo Ag_Relé_3_6_2 para o agente coordenador está apresentado na Figura 7.9. Este detalhamento contém informações a respeito do remetente e do destinatário, do ato comunicativo, do protocolo de comunicação e do conteúdo da mensagem. A interpretação deste conteúdo deve ser realizada da seguinte maneira: “MSG_flag_50” significa que o evento foi detectado pela função 50; “Corrente_3446.91” indica a magnitude da corrente detectada pela função 50 em Ampères. Neste caso, observa-se que a corrente de curto-circuito medida pelo relé em questão foi de 3446,91 A. O valor “3.02” presente no final da mensagem indica o tempo de simulação em que a mensagem foi enviada, e foi utilizado somente

como auxílio para implementação das lógicas de comunicação do SMA proposto.

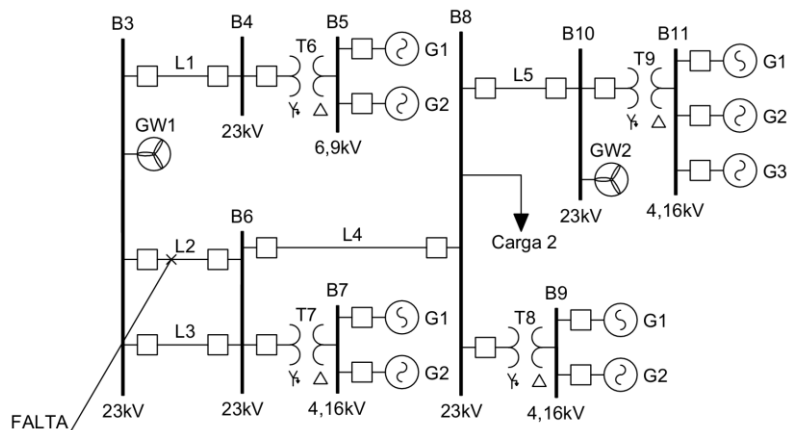
Figura 7.9 – Detalhes de mensagem FIPA ACL (Simulação 2 - Topologia 1)



7.2.2 Topologia 2

A indicação do local da falta simulada para a Topologia 2 pode ser observada na Figura 7.10. Embora as Topologias 1 e 2 possuam dinâmicas de operação bastante distintas, o comportamento do sistema de proteção para a situação de falta na L2 da microrrede para ambas as topologias são bem similares. O Quadro 7.4 expõe os resultados obtidos para a simulação de falta a 15% da L2 (a partir da barra B3) quando a microrrede apresenta-se em topologia ilhada. Observa-se que, ao contrário dos resultados apresentados para a Topologia 1, todos os relés do sistema manifestaram detecção do evento, inclusive a linha que não havia detectado o mesmo evento para a Topologia 1. Como já mencionado anteriormente, o fato de a Topologia 2 operar com magnitudes de correntes menores do que a Topologia 1 faz com que as detecções pelas funções baseadas em variação percentual do valor da grandeza sejam mais sensíveis à identificação de eventos na microrrede.

Figura 7.10 – Localização da falta (Simulação 2 - Topologia 2)



Fonte: próprio autor

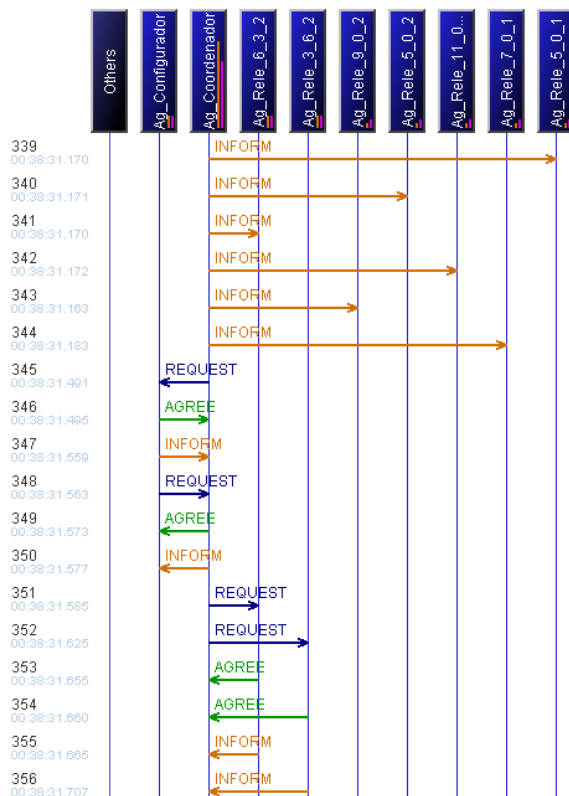
Embora todos os agentes relé tenham enviado mensagem ao agente coordenador acusando a detecção de um evento, nota-se pelo resultado da operação do sistema de proteção que a localização e eliminação da falta foram realizadas com sucesso, executando o isolamento somente da linha de distribuição atingida pela falta. Esta eliminação de falta foi realizada em 0,172 s. A diferença de tempo de atuação do sistema de proteção observada entre as duas topologias é justificada pelas suas respectivas capacidades de geração. A topologia ilhada faz com que o aumento de corrente de falta aumente ligeiramente mais devagar do que a topologia com a concessionária, fazendo com que sua detecção leve um intervalo de tempo maior para ser realizada.

Quadro 7.4 – Resultado da simulação (Simulação 2 - Topologia 2)

Agente	F50	F87	F27I	F59I	Função atuante	Tempo de atuação (s)
Ag_Rele_10_11_9	Flag					
Ag_Rele_10_8_5	Flag					
Ag_Rele_11_0_1	Flag					
Ag_Rele_11_0_2	Flag					
Ag_Rele_11_0_3	Flag					
Ag_Rele_3_4_1	Flag					
Ag_Rele_3_6_2	Flag				50	3,072
Ag_Rele_3_6_3	Flag					
Ag_Rele_4_3_1	Flag					
Ag_Rele_4_5_6	Flag					
Ag_Rele_5_0_1	Flag					
Ag_Rele_5_0_2	Flag					
Ag_Rele_6_3_2	Flag				50	3,072
Ag_Rele_6_3_3	Flag					
Ag_Rele_6_7_7	Flag					
Ag_Rele_6_8_4	Flag					
Ag_Rele_7_0_1	Flag					
Ag_Rele_7_0_2	Flag					
Ag_Rele_8_10_5	Flag					
Ag_Rele_8_6_4	Flag					
Ag_Rele_8_9_8	Flag					
Ag_Rele_9_0_1	Flag					
Ag_Rele_9_0_2	Flag					

A Figura 7.11 ilustra a troca de mensagens entre os agentes do SMA após o agente coordenador ter recebido todas as mensagens de *flag* enviadas pelos agentes relé. Nesta imagem é possível notar que o sistema de proteção proposto atuou de maneira igual para as duas topologias simuladas, como era esperado.

Figura 7.11 – Troca de mensagens entre agentes (Simulação 2 - Topologia 2)



A imagem mostrada pela Figura 7.12 permite fazer comparações para comprovar a diferença entre os níveis de corrente de curto-circuito entre as topologias 1 e 2. Os detalhes da mensagem enviada pelo Ag_Rele_3_6_2 mostra em seu conteúdo que a corrente de falta detectada para esta simulação foi de 1067,28 A, enquanto que para a Topologia 1 a corrente de falta alcançou 3446,91 A. Os resultados apresentados nesta seção comprovam a eficiência do método de proteção para detectar e localizar faltas levando-se em consideração as variações dos níveis de corrente de curto-circuito que podem existir em uma microrrede devido às diferentes configurações de topologia que esta possa assumir.

Figura 7.12 – Detalhes de mensagem FIPA ACL (Simulação 2 - Topologia 2)

Tree	Envelope	FIPA ACL	JDL Content	SL Content	XML Content
Performative: 19 (REQUEST)					
Sender: Ag_Rele_3_6_2@100 (http://JoseOctavio-HP:7778/acc)					
Receivers: Ag_Coordenador@100 ()					
Reply to:					
Conversation ID: C18651673_Ag_Rele_3_6_2_1435282783748_4					
Protocol: fipa-request					
Language:					
Encoding:					
Ontology:					
Reply by:					
Reply with: R1435282783748_0					
In reply to:					

Tree	Envelope	FIPA ACL	JDL Content	SL Content	XML Content
fipa-message [act="REQUEST"]					
content					
MSG_flag_50 Corrente_1067.28 3.021					

7.3 SIMULAÇÃO 3: PROTEÇÃO DE RETAGUARDA DO SMA

Como já mencionado no Capítulo 6, o agente configurador possui um sistema de proteção de retaguarda contra falha de disjuntores. Esta simulação foi realizada para demonstrar o funcionamento da proteção de retaguarda utilizando o mesmo local de aplicação de falta da Simulação 2, ou seja, falta a 15% da barra B3 na linha de distribuição L2. Tendo em vista que a lógica de atuação da proteção de retaguarda possui o mesmo comportamento para qualquer topologia adotada, julgou-se suficiente para a compreensão de seu funcionamento a apresentação dos resultados obtidos somente para a Topologia 1. Os resultados apresentados na subseção seguinte consideram uma falha no disjuntor do Ag_Rele_6_3_2.

7.3.1 Topologia 1

Os resultados apresentados pelo Quadro 7.5 mostram o comportamento do sistema de proteção proposto para a situação de falha de abertura de disjuntor. As duas últimas colunas deste quadro mostram que a detecção e os comandos de eliminação de falta foram realizados de maneira adequada, determinando-se a abertura dos disjuntores dos agentes relé Ag_Rele_3_6_2 e Ag_Rele_6_3_2 como proteção primária e, após a detecção da falha do disjuntor, o SMA determina a abertura

dos disjuntores dos agentes relé Ag_Rele_6_3_3, Ag_Rele_6_7_7 e Ag_Rele_6_8_4 como proteção de retaguarda.

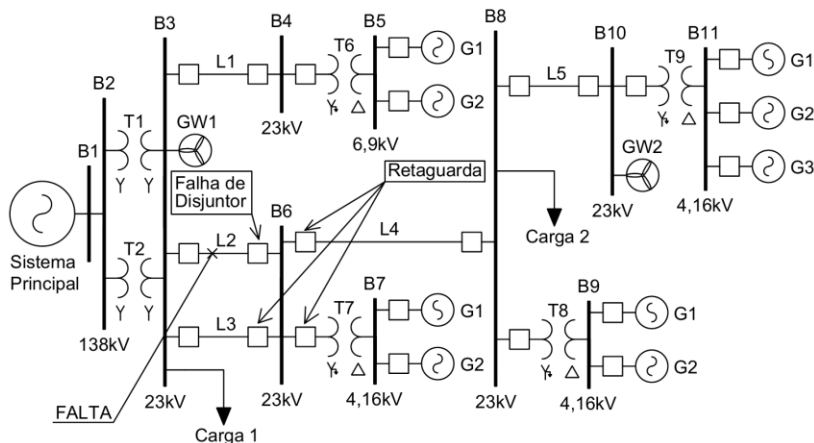
Quadro 7.5 – Resultado da simulação (Simulação 3 - Topologia 1)

Agente	F50	F87	F27I	F59I	Função atuante	Tempo de atuação (s)
Ag_Rele_10_11_9	Flag					
Ag_Rele_10_8_5	Flag					
Ag_Rele_11_0_1	Flag					
Ag_Rele_11_0_2	Flag					
Ag_Rele_11_0_3	Flag					
Ag_Rele_3_4_1	Flag					
Ag_Rele_3_6_2	Flag				50	3,069
Ag_Rele_3_6_3						
Ag_Rele_4_3_1	Flag					
Ag_Rele_4_5_6	Flag					
Ag_Rele_5_0_1	Flag					
Ag_Rele_5_0_2	Flag					
Ag_Rele_6_3_2	Flag				50	3,069
Ag_Rele_6_3_3					Retaguarda	3,225
Ag_Rele_6_7_7	Flag				Retaguarda	3,225
Ag_Rele_6_8_4	Flag				Retaguarda	3,225
Ag_Rele_7_0_1	Flag					
Ag_Rele_7_0_2	Flag					
Ag_Rele_8_10_5	Flag					
Ag_Rele_8_6_4	Flag					
Ag_Rele_8_9_8	Flag					
Ag_Rele_9_0_1	Flag					
Ag_Rele_9_0_2	Flag					

No esquema ilustrado pela Figura 7.13 é possível observar que o desempenho da proteção de retaguarda apresentado no Quadro 7.5 proporciona a eliminação da falta e mantém protegidos os geradores que seriam danificados pela falta simulada na ocorrência da falha do

disjuntor em questão. Os resultados aqui obtidos evidenciam a eficiência e seletividade concedidas pela proteção de retaguarda do SMA, uma vez que a eliminação da falta ocorreu de maneira rápida e precisa.

Figura 7.13 – Atuação de proteção de retaguarda (Simulação 3 - Topologia 1)



Fonte: próprio autor

A Figura 7.14 ilustra uma parcela do histórico de mensagens trocadas entre os agentes durante esta simulação. Nesta figura é possível observar o momento em que ocorrem as atuações da proteção primária e de retaguarda. Após o envio de mensagem do agente coordenador para os agentes relé Ag_Rele_3_6_2 e Ag_Rele_6_3_2, indicando que seus respectivos disjuntores devem ser abertos, nota-se um novo envio de mensagem do agente configurador para o agente coordenador. Este novo envio representa o momento em que a falha do disjuntor foi detectada, e a mensagem contém a lista dos relés de retaguarda que devem realizar a abertura de seus disjuntores para eliminação da falta. O conteúdo desta mensagem pode ser conferido na Figura 7.15. Após o recebimento da mesma, o agente coordenador envia o comando de *trip* para os agentes relés determinados como retaguarda, concretizando a eliminação da falta.

Figura 7.14 – Troca de mensagens entre agentes (Simulação 3 - Topologia 1)

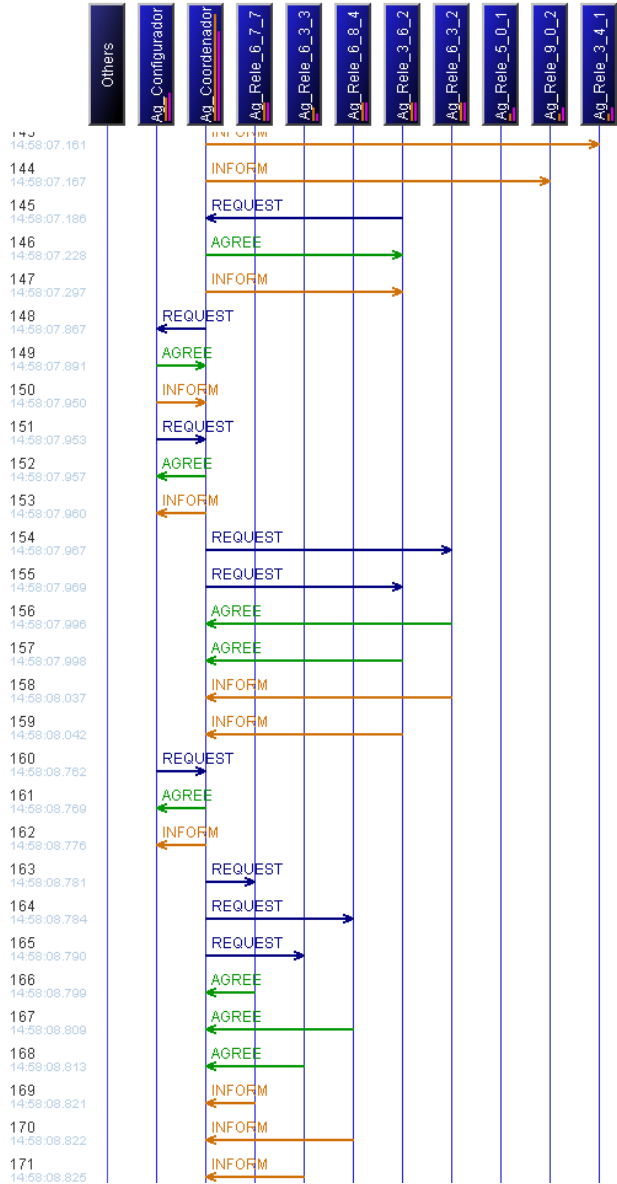


Figura 7.15 – Detalhes de mensagem FIPA ACL (Simulação 3 - Topologia 1)

Tree	Envelope	FIPA ACL	JDL Content	SL Content	XML Content
Performative: 19 (REQUEST)					
Sender: Ag_Configurador@100 (http://JoseOctavio-HP:7778/acc)					
Receivers: Ag_Coordenador@100 ()					
Reply to:					
Conversation ID: C2359006_Ag_Configurador_1435341488758_24					
Protocol: fipa-request					
Language:					
Encoding:					
Ontology:					
Reply by:					
Reply with: R1435341488758_0					
In reply to:					

Tree	Envelope	FIPA ACL	JDL Content	SL Content	XML Content
fipa-message [act="REQUEST"]					
content					
MSG_TRIP2 Ag_Rele_6_7_7 Ag_Rele_6_8_4 Ag_Rele_6_3_3					

7.4 SIMULAÇÃO 4: FALTA NA INTERCONEXÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Esta seção tem como objetivo mostrar o comportamento do sistema de proteção contra faltas localizadas nas interconexões da GD da microrrede. Para isto, foram simuladas faltas na interconexão do gerador G1 à barra 11 para as topologias 1 e 2, conforme mostra a Figura 7.16 e Figura 7.17. Os resultados obtidos destas simulações podem ser observados nas subseções seguintes.

7.4.1 Topologia 1

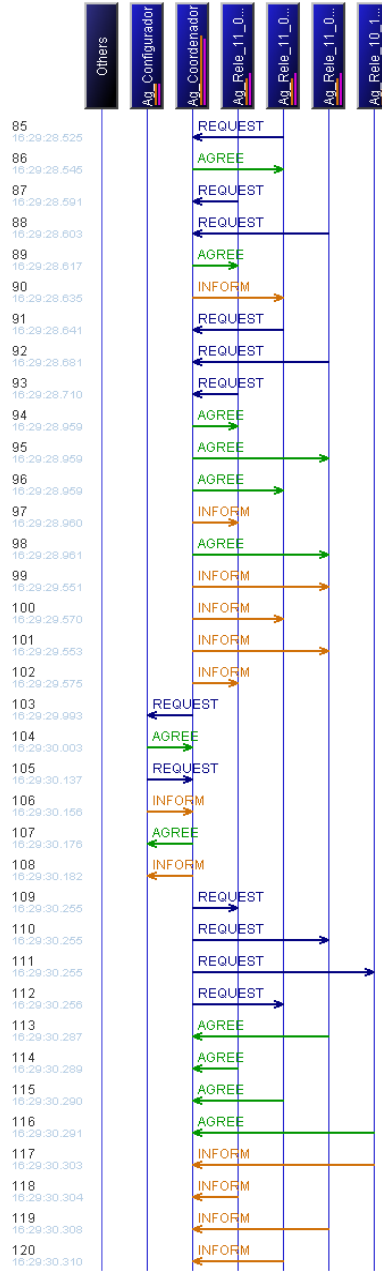
A Figura 7.16 mostra o diagrama unifilar da topologia utilizada para esta simulação, juntamente com a localização da falta aplicada.

Quadro 7.6 – Resultado da simulação (Simulação 4 - Topologia 1)

Agente	F50	F87	F27I	F59I	Função atuante	Tempo de atuação (s)
Ag_Rele_10_11_9					SMA	3,070
Ag_Rele_10_8_5						
Ag_Rele_11_0_1	Flag		Flag		50	3,070
Ag_Rele_11_0_2	Flag		Flag		50	3,070
Ag_Rele_11_0_3	Flag		Flag		50	3,070
Ag_Rele_3_4_1						
Ag_Rele_3_6_2						
Ag_Rele_3_6_3						
Ag_Rele_4_3_1						
Ag_Rele_4_5_6						
Ag_Rele_5_0_1						
Ag_Rele_5_0_2						
Ag_Rele_6_3_2						
Ag_Rele_6_3_3						
Ag_Rele_6_7_7						
Ag_Rele_6_8_4						
Ag_Rele_7_0_1						
Ag_Rele_7_0_2						
Ag_Rele_8_10_5						
Ag_Rele_8_6_4						
Ag_Rele_8_9_8						
Ag_Rele_9_0_1						
Ag_Rele_9_0_2						

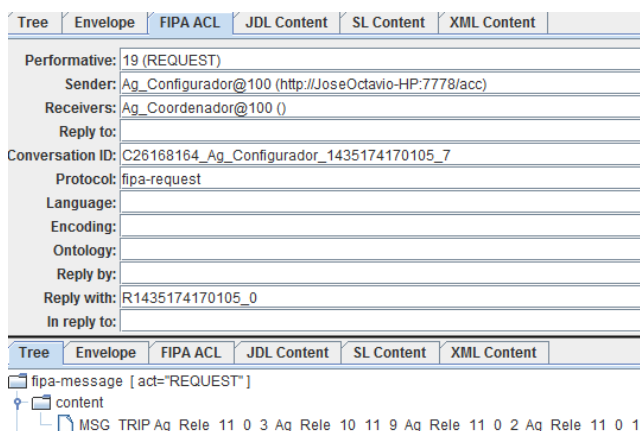
A Figura 7.17 ilustra o histórico de mensagens trocadas durante a simulação. Observa-se que o agente coordenador envia mensagem de abertura de disjuntores para cada um dos agentes relé que devem realizar esta ação para eliminação da falta. Nota-se também que, assim como mostrado no Quadro 7.6, não existem mensagens enviadas pelo Ag_Rele_10_11_9.

Figura 7.17 – Troca de mensagens entre agentes (Simulação 4 - Topologia 1)



A decisão tomada pelo agente configurador para realizar a eliminação da falta pode ser comprovada através da análise das informações de mensagem ACL apresentadas pela Figura 7.18. Estas informações fazem referência à mensagem enviada pelo agente configurador para o agente coordenador, e permitem verificar que a determinação dos agentes relé para envio de comando de *trip* contidos em seu conteúdo está coerente com os resultados apresentados pelo Quadro 7.6.

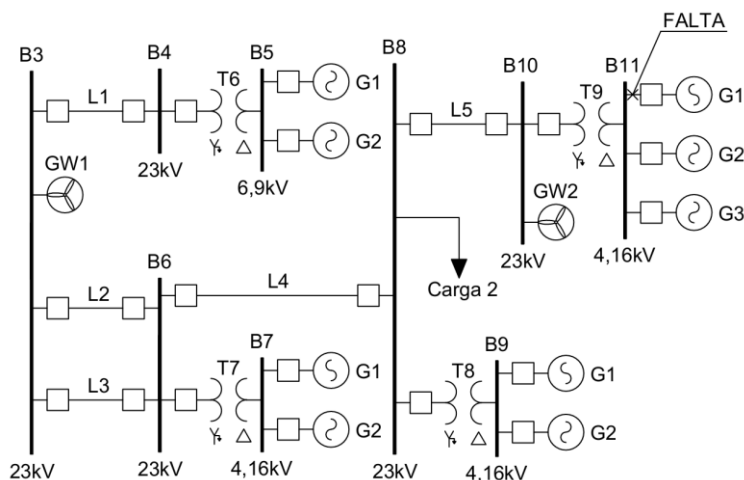
Figura 7.18 – Detalhes de mensagem FIPA ACL (Simulação 4 - Topologia 1)



7.4.2 Topologia 2

Os resultados apresentados nesta subseção fazem referência à simulação realizada para a Topologia 2, com falta aplicada na interconexão dos geradores conectados à barra 11, conforme ilustrado na Figura 7.19.

Figura 7.19 – Localização da falta (Simulação 4 - Topologia 2)



Fonte: próprio autor

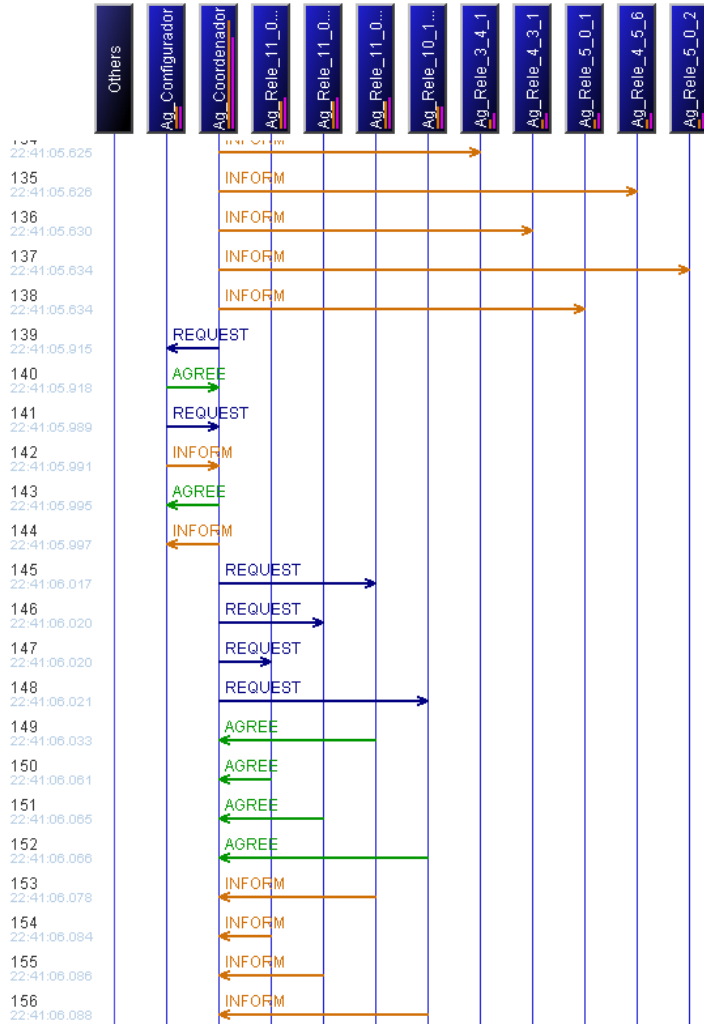
Os casos de simulação apresentados anteriormente mostram que a estratégia empregada no sistema de proteção proposto para detecção de faltas possui maior sensibilidade para situações em que a microrrede opera em configurações que apresentam níveis de corrente de operação mais baixos. Desta forma, pode-se observar pelos resultados apresentados no Quadro 7.7 que ocorreu um grande número de detecção de eventos para esta simulação. Verifica-se pelos resultados expostos que, novamente, o sistema de proteção proposto atuou de maneira correta, eliminando a falta em 0,168 s.

A Figura 7.20 ilustra uma parcela do histórico de mensagens desta simulação no momento em que ocorrem os procedimentos de localização e eliminação da falta. Observa-se que, mesmo ocorrendo maior número de detecções, o comportamento dos agentes coordenador e configurador para execução dos procedimentos de eliminação da falta foi o mesmo para as duas topologias, o que comprova a capacidade de atuação do sistema de proteção proposto para diferentes configurações de topologia de microrrede.

Quadro 7.7 – Resultado da simulação (Simulação 4 - Topologia 2)

Agente	F50	F87	F27I	F59I	Função atuante	Tempo de atuação (s)
Ag_Rele_10_11_9	Flag				50	3,068
Ag_Rele_10_8_5						
Ag_Rele_11_0_1	Flag		Flag		50	3,068
Ag_Rele_11_0_2	Flag		Flag		50	3,068
Ag_Rele_11_0_3	Flag		Flag		50	3,068
Ag_Rele_3_4_1	Flag					
Ag_Rele_3_6_2						
Ag_Rele_3_6_3						
Ag_Rele_4_3_1	Flag					
Ag_Rele_4_5_6	Flag					
Ag_Rele_5_0_1	Flag					
Ag_Rele_5_0_2	Flag					
Ag_Rele_6_3_2						
Ag_Rele_6_3_3						
Ag_Rele_6_7_7	Flag					
Ag_Rele_6_8_4						
Ag_Rele_7_0_1	Flag					
Ag_Rele_7_0_2	Flag					
Ag_Rele_8_10_5						
Ag_Rele_8_6_4						
Ag_Rele_8_9_8	Flag					
Ag_Rele_9_0_1	Flag					
Ag_Rele_9_0_2	Flag					

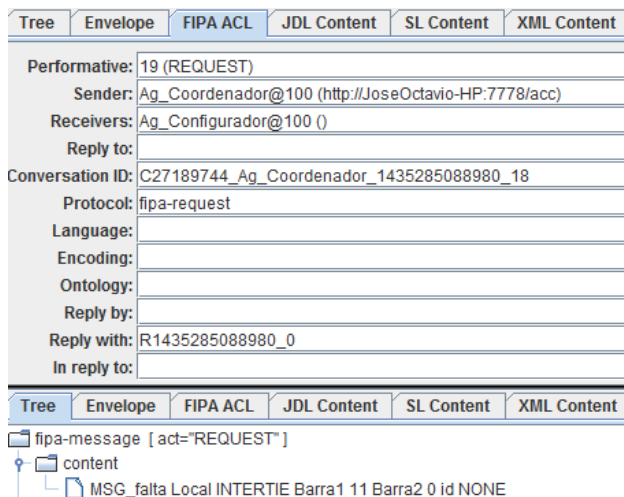
Figura 7.20 – Troca de mensagens entre agentes (Simulação 4 - Topologia 2)



A determinação da localização da falta realizada pelo agente coordenador pode ser conferida por meio das informações contidas na Figura 7.21. Nesta figura apresentam-se os detalhes da mensagem enviada do agente coordenador para o agente configurador. O conteúdo da mensagem indica a localização da falta, e deve ser interpretado da seguinte maneira: “MSG_falta” indica que existe uma falta na microrrede; “Local INTERTIE” indica que esta falta está localizada em

uma interconexão da GD; “Barra1 11 Barra2 0” indica a identificação desta interconexão, ou seja, interconexão dos geradores da barra 11; “id NONE” indica que não há um identificador a ser informado. Diferente de barras, linhas e transformadores, interconexões não possuem números de identificação, portanto são identificadas somente pela barra em que seus geradores estão conectados.

Figura 7.21 – Detalhes de mensagem FIPA ACL (Simulação 4 - Topologia 2)



7.5 SIMULAÇÃO 5: RECONEXÃO À REDE PRINCIPAL

Uma boa estratégia de proteção de sistemas de energia não pode ser qualificada somente pela obtenção de bom desempenho quanto à detecção e eliminação de faltas, mas também pela sua capacidade de evitar a ocorrência de atuações indesejadas em situações de operação normal do sistema. Partindo deste princípio, foi realizada uma simulação para a condição em que a microrrede está operando em topologia ilhada e é reestabelecida a conexão com o sistema principal. É importante lembrar que, quando a microrrede é reconectada com o sistema principal, ocorre também a reconexão da carga não prioritária do subsistema. O Quadro 7.8 apresenta os resultados da simulação detalhada nesta seção.

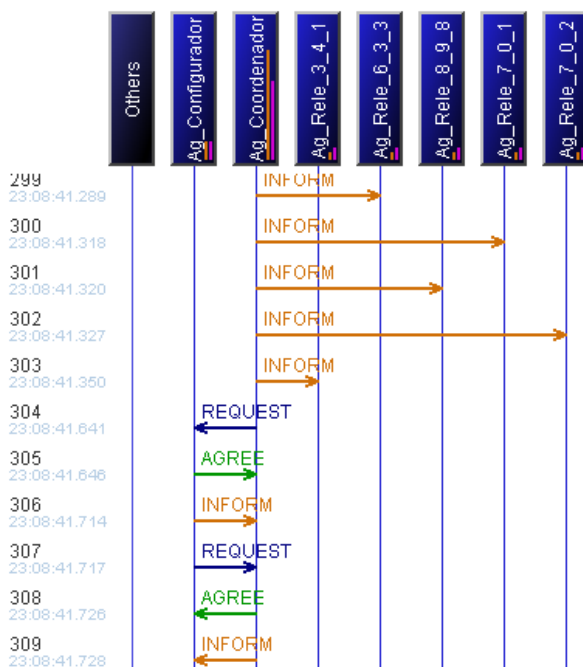
Quadro 7.8 – Resultado da simulação (Simulação 5)

Agente	F50	F87	F27I	F59I	Função atuante	Tempo de atuação (s)
Ag_Rele_10_11_9	Flag					
Ag_Rele_10_8_5	Flag					
Ag_Rele_11_0_1	Flag					
Ag_Rele_11_0_2	Flag					
Ag_Rele_11_0_3	Flag					
Ag_Rele_3_4_1	Flag					
Ag_Rele_3_6_2	Flag					
Ag_Rele_3_6_3	Flag					
Ag_Rele_4_3_1	Flag					
Ag_Rele_4_5_6	Flag					
Ag_Rele_5_0_1	Flag					
Ag_Rele_5_0_2	Flag					
Ag_Rele_6_3_2	Flag					
Ag_Rele_6_3_3	Flag					
Ag_Rele_6_7_7	Flag					
Ag_Rele_6_8_4						
Ag_Rele_7_0_1	Flag					
Ag_Rele_7_0_2	Flag					
Ag_Rele_8_10_5	Flag					
Ag_Rele_8_6_4						
Ag_Rele_8_9_8	Flag					
Ag_Rele_9_0_1	Flag					
Ag_Rele_9_0_2	Flag					

Nota-se pelos dados expostos pelo Quadro 7.8 que, em virtude do aumento dos níveis de corrente de operação da microrrede causado pela reconexão ao sistema principal, diversos relés do sistema acusaram a detecção de um evento. Os campos em branco apresentados pelas colunas “Função atuante” e “Tempo de atuação” indicam que o sistema de proteção não determinou abertura de disjuntores para o evento detectado. Outra evidência de que o sistema de proteção atuou de

maneira correta pode ser vista na Figura 7.22. Esta figura mostra as últimas mensagens trocadas entre os agentes do sistema. É possível observar que a mensagem que contém a determinação de quais agentes relé devem efetuar a abertura de disjuntores foi enviada para o agente coordenador, porém este não envia o comando de abertura para nenhum agente relé da microrrede.

Figura 7.22 – Troca de mensagens entre agentes (Simulação 5)



No detalhamento da mensagem enviada do agente coordenador para o agente configurador, apresentado pela Figura 7.23, observa-se a identificação de situação normal na microrrede, por meio da interpretação do conteúdo da mensagem ACL. Seguindo-se a abordagem interpretativa do conteúdo da mensagem apresentado nas seções anteriores, destaca-se a presença da informação “Local ABSENT” no conteúdo analisado, indicando que não existe falta na microrrede. Esta determinação de que o evento detectado representa uma situação normal na microrrede foi realizada pelo agente coordenador por meio de seu sistema especialista.

Figura 7.23 – Detalhes de mensagem FIPA ACL (Simulação 5)

Tree	Envelope	FIPA ACL	JDL Content	SL Content	XML Content
Performative:		19 (REQUEST)			
Sender:		Ag_Coordenador@100 (http://JoseOctavio-HP:7778/acc)			
Receivers:		Ag_Configurador@100 ()			
Reply to:					
Conversation ID:		C6651461_Ag_Coordenador_1435198121639_21			
Protocol:		fipa-request			
Language:					
Encoding:					
Ontology:					
Reply by:					
Reply with:		R1435198121639_0			
In reply to:					
Tree	Envelope	FIPA ACL	JDL Content	SL Content	XML Content
fipa-message [act="REQUEST"]					
└─ content					
└─ MSG_falta Local ABSENT Barra1 NONE Barra2 NONE id NONE					

7.6 SIMULAÇÃO 6: PROTEÇÃO DE BARRAS

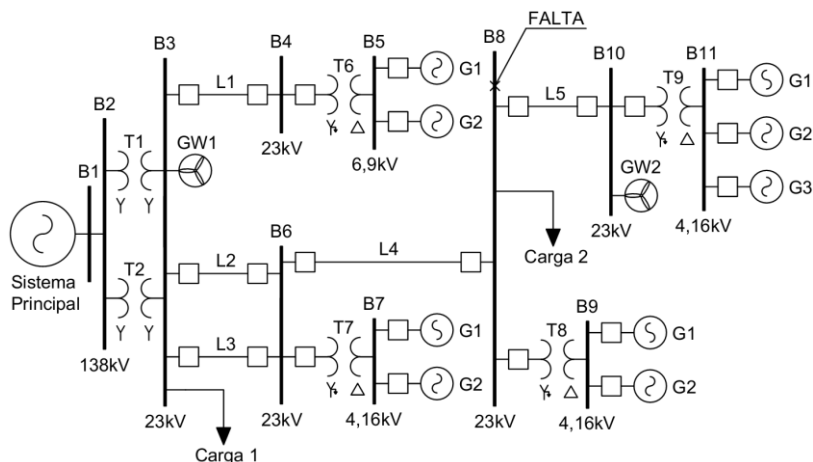
Nesta seção estão apresentados os resultados que mostram o funcionamento do esquema de proteção proposto para a condição de falta em barras do sistema. Como já mencionado anteriormente, as barras que possuem conexão de GD estão protegidas juntamente com suas interconexões. Portanto, esta simulação visa apresentar a proteção das demais barras da microrrede.

Desta forma, foi simulada uma falta monofásica localizada na barra B8 da microrrede.

7.6.1 Topologia 1

A falta simulada nesta seção pode ser observada na Figura 7.24.

Figura 7.24 – Localização da falta (Simulação 6 - Topologia 1)



Fonte: próprio autor

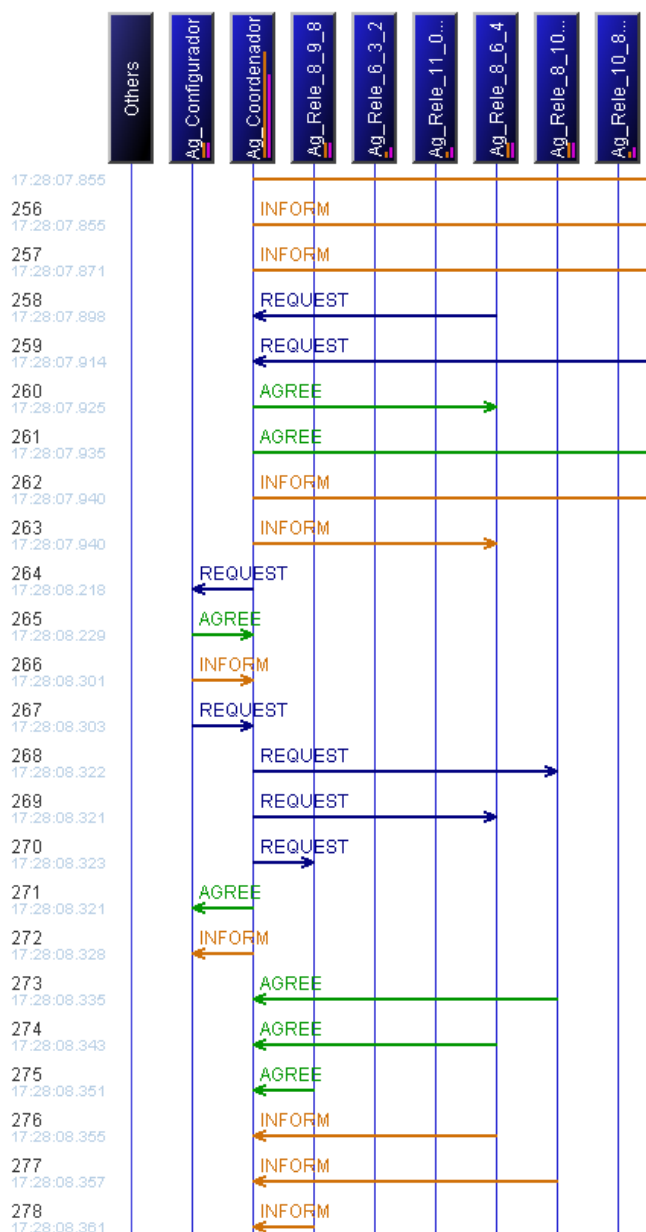
O Quadro 7.9 apresenta o resultado da simulação. É possível notar que o sistema de proteção realiza, mais uma vez, a interpretação correta dos eventos detectados no sistema. Embora todos os agentes relé do sistema tenham acusado a detecção de um evento, o sistema de proteção determinou a abertura dos agentes relé *Ag_Rele_8_10_5*, *Ag_Rele_8_6_4* e *Ag_Rele_8_9_8*, ou seja, somente os relés adjacentes imediatos à barra B8. Desta forma, levando-se em consideração o tempo de abertura de disjuntores, pode-se afirmar que a falta foi eliminada em 169 ms.

Uma parcela da troca de mensagens entre os agentes do sistema está apresentada na Figura 7.25, e confirma as informações contidas no Quadro 7.9. É possível observar a troca de mensagens entre os agentes coordenador e configurador, que representa a localização da falta e a determinação de ações a serem tomadas para eliminação desta falta, e o envio de mensagens para os agentes relé que devem realizar a abertura de seus disjuntores para isolamento da barra que contém a falta.

Quadro 7.9 – Resultado da simulação (Simulação 6 - Topologia 1)

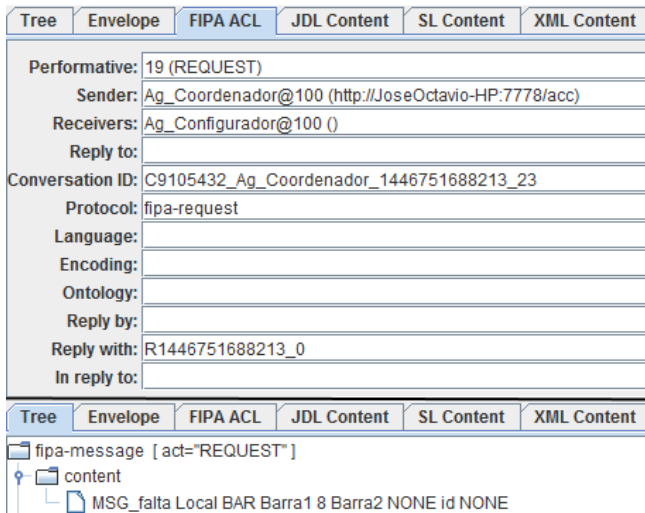
Agente	F50	F87	F27I	F59I	Função atuante	Tempo de atuação (s)
Ag_Rele_10_11_9	Flag					
Ag_Rele_10_8_5	Flag					
Ag_Rele_11_0_1	Flag					
Ag_Rele_11_0_2	Flag					
Ag_Rele_11_0_3	Flag					
Ag_Rele_3_4_1	Flag					
Ag_Rele_3_6_2	Flag					
Ag_Rele_3_6_3	Flag					
Ag_Rele_4_3_1	Flag					
Ag_Rele_4_5_6	Flag					
Ag_Rele_5_0_1	Flag					
Ag_Rele_5_0_2	Flag					
Ag_Rele_6_3_2	Flag					
Ag_Rele_6_3_3	Flag					
Ag_Rele_6_7_7	Flag					
Ag_Rele_6_8_4	Flag					
Ag_Rele_7_0_1	Flag					
Ag_Rele_7_0_2	Flag					
Ag_Rele_8_10_5	Flag				50	3,069
Ag_Rele_8_6_4	Flag				50	3,069
Ag_Rele_8_9_8	Flag				50	3,069
Ag_Rele_9_0_1	Flag					
Ag_Rele_9_0_2	Flag					

Figura 7.25 – Troca de mensagens entre agentes (Simulação 6 - Topologia 1)



No detalhamento da mensagem enviada do agente coordenador para o agente configurador, ilustrada na Figura 7.26, é possível interpretar o conteúdo da mensagem, onde “Local BAR” indica que a falta está localizada em uma barra, “Barra1 8” indica a barra em que a falta está localizada e, por fim, “Barra2 NONE” e “id NONE” indicam os campos que não foram utilizados para a identificação da falta. O conteúdo da mensagem apresentado mostra que o agente coordenador localizou de maneira correta a falta aplicada ao sistema.

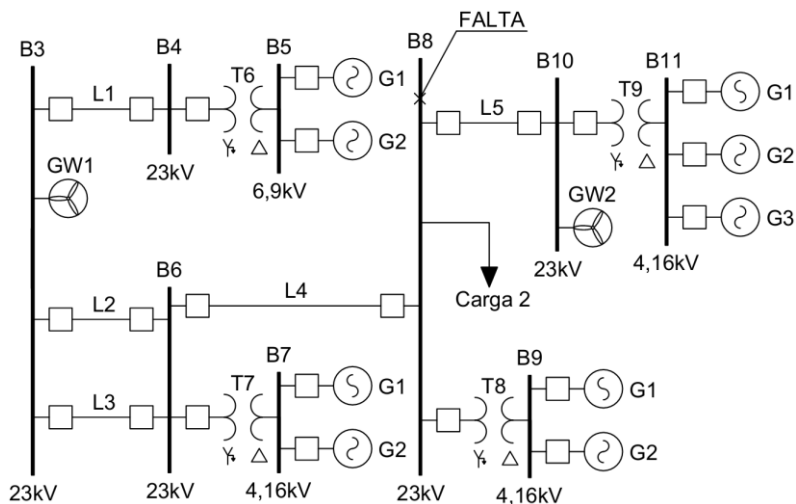
Figura 7.26 – Detalhes de mensagem FIPA ACL (Simulação 6 - Topologia 1)



7.6.2 Topologia 2

Nesta subseção estão apresentados os resultados obtidos para o mesmo tipo e localização de falta quando a microrrede encontra-se em topologia ilhada, conforme ilustrado na Figura 7.27.

Figura 7.27 – Localização da falta (Simulação 6 - Topologia 2)



Fonte: próprio autor

É possível observar pelo Quadro 7.10 que, para a Topologia 2, o sistema de proteção atua de maneira idêntica à mesma condição de falta aplicada à Topologia 1, com exceção dos tempos de atuação. Conforme já explicado anteriormente, esta diferença de tempo de atuação resulta da menor capacidade de geração de energia presente quando a microrrede se encontra em topologia ilhada.

Desta forma, verifica-se que a falta foi eliminada em 176 ms, comprovando que o esquema de proteção proposto interpretou os eventos detectados de maneira correta.

Uma parcela do histórico de mensagens trocadas entre os agentes do sistema pode ser observada na Figura 7.28. O detalhamento da mensagem do agente configurador para o agente coordenador pode ser observada na Figura 7.29, e comprova a determinação de quais agentes relé devem efetuar a abertura de seus disjuntores para isolamento da barra onde a falta está localizada, por meio da verificação de seu conteúdo “MSG_TRIP Ag_Rele_8_9_8 Ag_Rele_8_10_5 Ag_Rele_8_6_4”.

Quadro 7.10 – Resultado da simulação (Simulação 6 - Topologia 2)

Agente	F50	F87	F27I	F59I	Função atuante	Tempo de atuação (s)
Ag_Rele_10_11_9	Flag					
Ag_Rele_10_8_5	Flag					
Ag_Rele_11_0_1	Flag					
Ag_Rele_11_0_2	Flag					
Ag_Rele_11_0_3	Flag					
Ag_Rele_3_4_1	Flag					
Ag_Rele_3_6_2	Flag					
Ag_Rele_3_6_3	Flag					
Ag_Rele_4_3_1	Flag					
Ag_Rele_4_5_6	Flag					
Ag_Rele_5_0_1	Flag					
Ag_Rele_5_0_2	Flag					
Ag_Rele_6_3_2	Flag					
Ag_Rele_6_3_3	Flag					
Ag_Rele_6_7_7	Flag					
Ag_Rele_6_8_4	Flag					
Ag_Rele_7_0_1	Flag					
Ag_Rele_7_0_2	Flag					
Ag_Rele_8_10_5	Flag				50	3,076
Ag_Rele_8_6_4	Flag				50	3,076
Ag_Rele_8_9_8	Flag				50	3,076
Ag_Rele_9_0_1	Flag					
Ag_Rele_9_0_2	Flag					

Figura 7.28 – Troca de mensagens entre agentes (Simulação 6 - Topologia 2)

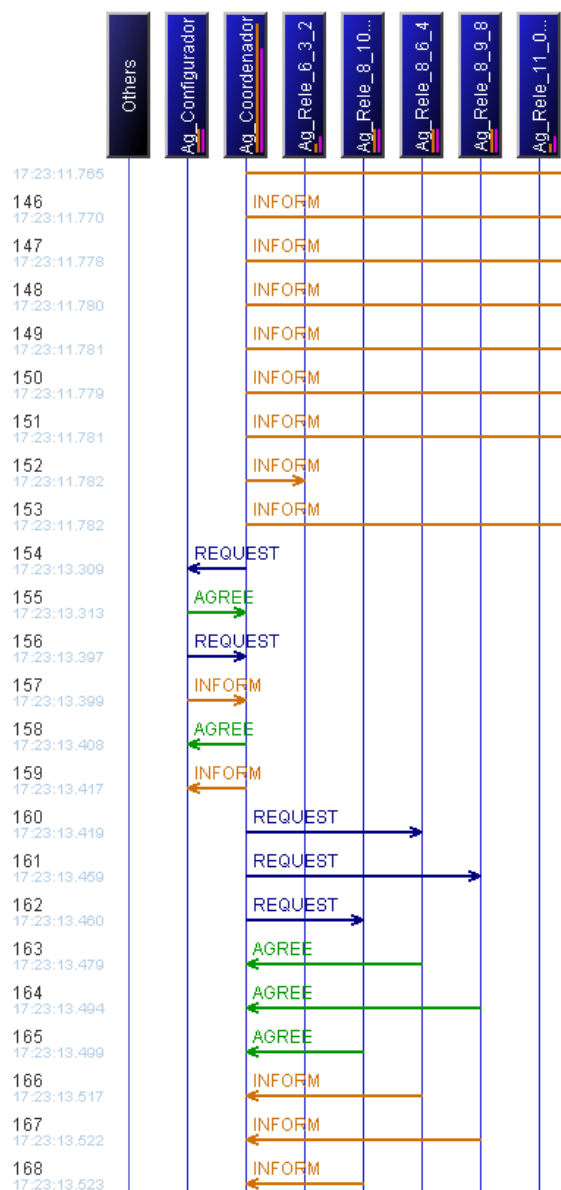
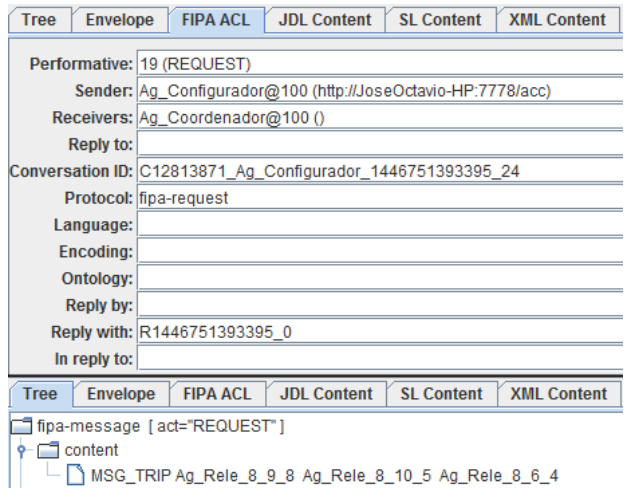


Figura 7.29 – Detalhes de mensagem FIPA ACL (Simulação 6 - Topologia 2)

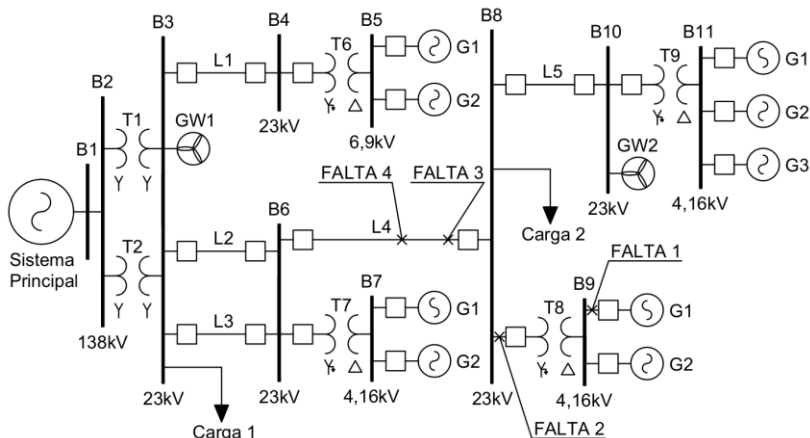


7.7 SIMULAÇÃO 7: PROTEÇÃO DE RETAGUARDA

TEMPORIZADA

Nesta seção foram realizadas simulações considerando-se a ocorrência de uma falha no sistema de comunicação do esquema de proteção baseado no SMA, a fim de observar o comportamento das funções de proteção temporizadas dos relés destinados a realizar a proteção de retaguarda dos geradores. Desta forma, foram simuladas faltas em 4 localizações diferentes da microrrede, conforme mostrado na Figura 7.30. As localizações de falta simuladas foram escolhidas com o intuito de mostrar o comportamento das proteções de retaguarda do gerador G1 conectado na barra 9. Sendo assim, a Falta 1 foi simulada entre o gerador e o transformador elevador (fora da zona de proteção da função 87), a Falta 2 foi simulada entre o transformador elevador e a barra 8, a Falta 3 foi simulada na L4 a 15% de distância da barra 8, e, por fim, a Falta 4 foi simulada na L4 a 40% de distância da barra 8.

Figura 7.30 – Localização das faltas (Simulação 7 - Topologia 1)



Fonte: próprio autor

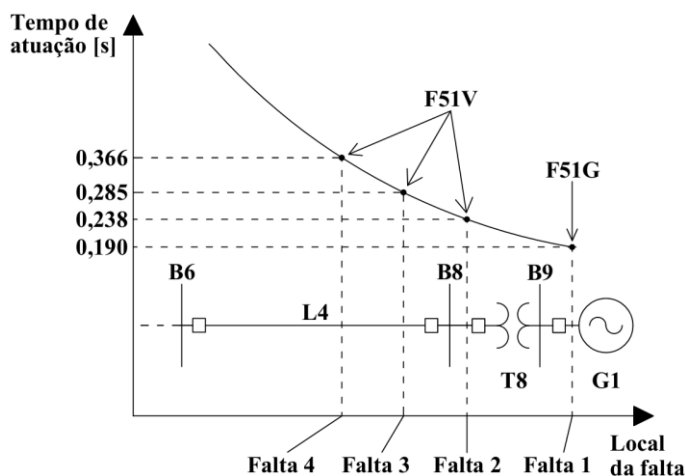
Os resultados das simulações estão apresentados no esquema da Figura 7.31. Este esquema mostra um pequeno trecho do sistema aonde foram aplicadas as faltas simuladas. É possível observar neste esquema as funções que atuaram para cada uma das localizações de falta descritas anteriormente, bem como seus tempos de operação. Assim, observa-se que, para a Falta 1, a função responsável pelo envio de comando de abertura de disjuntor foi a 51G, efetuando este envio em 0,190 s. Este tempo é maior que o tempo de atuação da proteção primária do SMA, portanto, esta função só atua caso exista falha do SMA ou, para alguns casos, falha de disjuntores também. Sendo assim, a simulação realizada para a Falta 1 obteve a eliminação da falta da microrrede em 0,290 s.

As simulações realizadas para as Faltas 2, 3 e 4 tiveram sua detecção de falta realizada pela função 51V, como pode-se observar na Figura 7.31. Nota-se que, mesmo para faltas distantes do gerador, a função 51V realiza rapidamente a detecção das mesmas, cumprindo com a sua função de proteger o gerador contra faltas na linha não eliminadas por sua proteção responsável. Esta detecção de faltas na linha pela função 51V é proporcionada pela sua característica que permite alterar o valor do seu ajuste de acordo com a tensão aferida nos terminais da máquina. Assim, quando a falta ocorre na linha adjacente à interconexão do gerador, em uma região próxima a este, os níveis de tensão em seus terminais sofrem considerável redução, fazendo com que seu ajuste seja diminuído e, consequentemente, proporcionando baixos tempos de

detecção de falta. Considerando-se os tempos de abertura de disjuntor, pode-se afirmar que as Falta 2, 3 e 4 foram eliminadas em 0,338 s, 0,385 s e 0,466 s respectivamente.

Levando-se em consideração os aspectos de projeto apresentados no Capítulo 6 e os resultados aqui expostos, torna-se evidente a importância das funções de proteção temporizadas na ocorrência de uma falha no SMA do esquema de proteção proposto.

Figura 7.31 – Resultados das simulações (Simulação 7 – Topologia 1)



Fonte: próprio autor

7.8 CONCLUSÕES

Os resultados apresentados neste capítulo mostram que o sistema de proteção proposto é capaz de realizar a proteção dos geradores síncronos da microrrede para diversos locais de ocorrência de falta, independentemente de sua topologia. Também é possível observar pelos resultados apresentados que os principais obstáculos na implementação de sistemas de proteção de microrredes foram superados, isto é, fatores como alteração na magnitude das correntes de operação normal e de falta, e correntes com fluxo bidirecional, não afetam o funcionamento do sistema de proteção proposto. Conjuntamente com os pontos positivos mencionados anteriormente, nota-se que outros problemas em potencial foram evitados, como por exemplo, abertura equivocada de disjuntores e redução de sensibilidade e velocidade na detecção de faltas.

O dicionário de termos elétricos e eletrônicos do IEEE define um relé de alta velocidade como sendo aquele que opera em menos de 0,050 s (IEEE Standards Association, 1988). Analisando-se os tempos de atuação do sistema de proteção proposto, observa-se que, dentre estes, o maior tempo obtido foi de 0,072 s, valor próximo ao que é considerado tempo de operação de relé de alta velocidade. Somando-se o tempo de atuação com o tempo de abertura de disjuntor, observa-se que o maior tempo de eliminação de falta obtido nos resultados foi de 0,172 s. Para a simulação da proteção de retaguarda do SMA, este tempo foi de 0,325 s. Os tempos típicos de proteção primária para eliminação de falta em sistemas de transmissão de energia variam entre 0,035 e 0,130 segundos. Para sistemas que possuem tensões mais baixas e que há necessidade de realização de ajustes de coordenação entre relés mais complexos, o tempo de eliminação de falta geralmente é maior, e varia entre 0,200 e 1,500 segundos (Blackburn e Domin, 2014). Com base nestas informações e, levando-se em consideração as características topológicas de uma microrrede, pode-se afirmar que os tempos de eliminação de falta obtidos para as proteções primárias e de retaguarda demonstram notável eficiência do sistema de proteção proposto. Vale lembrar ainda, que o tempo de abertura de disjuntor considerado para obtenção dos resultados foi de 0,100 s, porém existem disjuntores modernos de alta velocidade que são capazes de atuar em até 0,017 s (Blackburn e Domin, 2014), o que representaria uma diminuição significativa e atrativa nos tempos de eliminação de falta do sistema de proteção proposto.

Vale ressaltar ainda que as proteções de retaguarda compostas pelas funções de proteção temporizadas obtiveram um bom desempenho, realizando a proteção do gerador síncrono na ausência do SMA. Os tempos de eliminação de falta obtidos pelas funções temporizadas foram satisfatórios, uma vez que estão próximos aos tempos de atuação da retaguarda do SMA.

Apesar dos bons resultados apresentados pelo sistema de proteção de microrredes proposto, é importante ressaltar algumas vulnerabilidades que esta estratégia de proteção apresenta. O esquema de proteção baseado em Sistemas Multiagente é vulnerável a falhas de comunicação entre os agentes, e, por isto, fez-se necessário a inclusão de proteções de retaguarda temporizadas. Como a ênfase deste trabalho está na proteção dos geradores da microrrede, e os relés de linha não possuem funções temporizadas, não houve necessidade de coordenação da proteção. Porém, para proteção completa de retaguarda da microrrede, a realização de procedimentos de coordenação complexos

será necessária. Além disso, atenção deve ser dada à velocidade do sistema de comunicação utilizado, uma vez que o tempo de eliminação da falta depende do tempo de transmissão de mensagens entre agentes.

Pela observação dos resultados apresentados e aspectos analisados nesta seção, conclui-se que o sistema de proteção proposto baseado em SMA possui grande eficácia na proteção de geradores síncronos em ambiente de microrredes.

8 CONCLUSÕES GERAIS

A partir de uma breve análise da evolução dos sistemas elétricos de potência, observa-se uma forte tendência de aumento da inserção de pequenas fontes de energia renováveis nas redes de distribuição do sistema elétrico, estimulando cada vez mais o surgimento de microrredes em todo o mundo. As novas características impostas por estas mudanças no sistema elétrico de potência lançaram desafios e estímulos para o desenvolvimento de novos sistemas de proteção que sejam adequados a estas características.

Em vista deste cenário, é possível destacar a importância do desenvolvimento de novas estratégias de proteção de microrredes. Fatores como, a presença de diversos geradores de energia na topologia de uma microrrede, a importância e alto custo destes componentes, e a complexidade dos processos de reparo na ocorrência de danos aos mesmos, justificam a proposta de proteção apresentada neste trabalho.

Sendo assim, este trabalho deixa evidente a compatibilidade da estrutura do SMA proposto com a sua finalidade de proporcionar um sistema de proteção para microrredes. A necessidade de um sistema de natureza distribuída faz do sistema multiagente um atrativo recurso para o desenvolvimento deste tipo de proteção. Os recursos oferecidos pelo *framework* JADE são adequados para criação dos agentes deste SMA e para realização da comunicação entre os mesmos. A centralização de informações realizada pelo SMA permite localizar e eliminar a falta com baixa probabilidade de erro, proporcionando seletividade e confiabilidade ao sistema de proteção da microrrede. A comunicação entre os agentes do sistema proposto proporciona rapidez na eliminação das faltas no sistema, inclusive quando esta é realizada pela proteção de retaguarda.

O SMA permite que o objetivo global do sistema de proteção proposto seja alcançado por meio da cooperação entre os agentes, realizando uma divisão de tarefas entre os mesmos. Isto faz com que cada agente do sistema possua uma estrutura de funcionamento mais simples e economicamente viável quando comparado com estruturas de funcionamento sistemas de proteções que realizam a centralização de informações sem o uso de agentes inteligentes. Além do mais, o sistema de proteção proposto possui uma característica de importância fundamental no desenvolvimento de proteção de microrredes, a adaptabilidade. Esta capacidade de adaptação a diversas topologias da microrrede faz com que grande parte dos problemas e desafios presentes na área de proteção de microrredes sejam solucionados de maneira

pertinente e eficaz. As características mencionadas anteriormente permitem afirmar que o objetivo de elaboração de um sistema de proteção de geradores síncronos em ambiente de microrredes foi alcançado de maneira satisfatória.

Com base nos aspectos discutidos nesta seção, conclui-se que a utilização de Sistemas Multiagente para elaboração de um sistema de proteção de microrredes pode vir a ser uma excelente solução para os desafios impostos pela evolução dos Sistemas Elétricos de Potência, e mostra que recursos oferecidos pela IA podem ter grande utilidade em aplicações na área de Proteções de Sistemas de Energia.

8.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Nesta seção estão listadas algumas sugestões para trabalhos futuros:

- a) Utilização de medição fasorial para detecção de faltas e estado da microrrede (conectada ou ilhada);
- b) Inclusão de mais fontes de geração de energia interfaceadas por equipamentos de eletrônica de potência;
- c) Incluir armazenadores de energia;
- d) Inclusão de sistema de retaguarda independente do SMA na rede de distribuição;
- e) Considerar o desbalanceamento entre fases do sistema de distribuição;
- f) Simular outros tipos de faltas;
- g) Adicionar cargas controláveis à microrrede.

REFERÊNCIAS

- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric power systems research**, v. 57, n. 3, p. 195-204, 2001. ISSN 0378-7796.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST**, Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição, 2012.
- ANTONOVA, G. et al. Distributed generation and its impact on power grids and microgrids protection. Protective Relay Engineers, 2012 65th Annual Conference for, 2012, 2-5 April 2012. p.152-161.
- ARRITT, R. F.; DUGAN, R. C. Distributed generation interconnection transformer and grounding selection. Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE, 2008, 20-24 July 2008. p.1-7.
- BARBOSA FILHO, W. P.; DE AZEVEDO, A. C. S. Geração Distribuída: Vantagens e desvantagens. **II Simpósio de Estudos e Pesquisas em Ciências Ambientais na Amazônia**, 2013.
- BARNES, M. et al. Real-World MicroGrids-An Overview. System of Systems Engineering, 2007. SoSE '07. IEEE International Conference on, 2007, 16-18 April 2007. p.1-8.
- BATISTA, A. F. D. M. **Desenvolvendo Sistemas Multiagentes na Plataforma JADE**. 2008. Manual complementar do projeto de pesquisa: Sistemas Multiagentes na construção de um middleware para suporte a ambientes computacionais. Universidade Federal do ABC-UFABC, Santo André, SP.
- BELLIFEMINE, F. et al. **Jade programmer's guide**. 2002. Telecom Italia S.p.A.
- BELLIFEMINE, F. L.; CAIRE, G.; GREENWOOD, D. **Developing multi-agent systems with JADE**. John Wiley & Sons, 2007. ISBN 9780470057476.
- BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. **Protective relaying: principles and applications**. CRC press, 2014. ISBN 1439888116.

BOND, A. H.; GASSER, L. A survey of distributed artificial intelligence. **Readings in Distributed Artificial Intelligence**, San Mateo, CA, 1988.

CAIRE, G. **JADE Programming for Beginners**. 2003. JADE Tutorial Telecom Italia S.p.A.

CELESC. **Requisitos gerais para conexão de autoprodutor e produtor independente de energia à rede da CELESC**
I-432.0003 2006.

CERTI. **Relatório de Atividades 2014**: CERTI - Fundação Centros de Referência em Tecnologias Inovadoras, 2014.

CHEN, Z.; KONG, W. **Protection Coordination Based on a Multi-agent for Distribution Power System with Distribution Generation Units**. International Workshop on Next Generation Regional Energy System Development. Seul, República da Coreia 2007.

CHOWDHURY, S.; CROSSLEY, P. **Microgrids and Active Distribution Networks**. Institution of Engineering and Technology, 2009. ISBN 9781849190145.

COURY, D. V. et al. An agent-based current differential relay for use with a utility intranet. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, v. 17, n. 1, p. 47-53, Janeiro 2002. ISSN 0885-8977.

DEWADASA, M.; GHOSH, A.; LEDWICH, G. Protection of microgrids using differential relays. Universities Power Engineering Conference (AUPEC), 2011 21st Australasian, 2011, 25-28 Sept. 2011. p.1-6.

DRIESEN, J.; KATIRAEI, F. Design for distributed energy resources. **Power and Energy Magazine, IEEE**, v. 6, n. 3, p. 30-40, May 2008. ISSN 1540-7977.

DUDOR, J. S.; PADDEN, L. K. Problems and solutions for protective relay applications in petroleum facilities-some protection applications for generators and transformers. Petroleum and Chemical Industry Conference, 1995. Record of Conference Papers., Industry Applications Society 42nd Annual, 1995, 11-13 Sep 1995. p.131-144.

FALCÃO, D. M. Smart grids e microrredes: o futuro já é presente. **VIII Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos**, Rio de Janeiro, RJ, Agosto 2009.

GANFIELD, K. et al. **NetBeans: Developing Applications with NetBeans IDE**. 2014. Netbeans Tutorial Oracle Corporation.

GIARRATANO, J. C. CLIPS User's guide. **NASA Technical Report, Lyndon B Johnson Center**, 1993.

GIARRATANO, J. C.; RILEY, G. **Expert systems principles and programming**. 3^a Edition. PWS Publishing Company 1998. ISBN 0-534-95053-1.

GOODWIN, R. Formalizing properties of agents. **Journal of Logic and Computation**, v. 5, n. 6, p. 763-781, 1995. ISSN 0955-792X.

HARON, A. R. et al. Analysis and solutions of overcurrent protection issues in a microgrid. Power and Energy (PECon), 2012 IEEE International Conference on, 2012, 2-5 Dec. 2012. p.644-649.

HATZIARGYRIOU, N. **Microgrids: Architectures and Control**. Wiley-IEEE Press, 2014.

HATZIARGYRIOU, N. et al. Microgrids. **Power and Energy Magazine, IEEE**, v. 5, n. 4, p. 78-94, 2007. ISSN 1540-7977.

HORLING, B.; LESSER, V. A survey of multi-agent organizational paradigms. **The Knowledge Engineering Review**, v. 19, n. 04, p. 281-316, 2004. ISSN 1469-8005.

IEEE Power System Relaying Committee. **IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators**, IEEE Tutorial Course, IEEE Power Engineering Society Special Publ, n. 95, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 1995.

IEEE Power System Relaying Committee. **IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays**, IEEE Std C37.112-1996, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 1997.

IEEE Power System Relaying Committee. **IEEE Guide for Breaker Failure Protection of Power Circuit Breakers**, IEEE Std C37.119-2005, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 2006.

IEEE Power System Relaying Committee. **IEEE Guide for Generator Ground Protection**, IEEE Std C37.101-2006 (Revision of IEEE Std

C37.101-1993/Incorporates IEEE Std C37.101-2006/Cor1:2007), p. 1-70, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 2007.

IEEE Power System Relaying Committee. **IEEE Guide for AC Generator Protection**, IEEE Std C37.102-2006 (Revision of IEEE Std C37.102-1995), p. 1-173, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 2013.

IEEE Standards Association. **IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms**, ANSI/IEEE Standard 100, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 1988. ISSN 1559370009.

IEEE Standards Association. **IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems**, IEEE Std 242-2001 (Revision of IEEE Std 242-1986) [IEEE Buff Book], p. 1-710, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 2001.

IEEE Standards Coordinating Committee 21. **IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems**, IEEE Std 1547.4-2011, p. 1-54, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 2011.

IEEE Standards Coordinating Committee 23. **IEEE Guide for Interfacing Dispersed Storage and Generation Facilities With Electric Utility Systems**, ANSI/IEEE Std 1001-1988, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 1989.

IEEE Surge Protective Devices Committee. **IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems. Part II - Grounding of Synchronous Generator Systems**, IEEE Std C62.92-1989, 1989.

JUNIOR, E. R. et al. Avaliação do desempenho dos relés de proteção anti-ilhamento em um sistema com geração distribuída. 2010.

KENDAL, S. L.; CREEN, M. **An introduction to knowledge engineering**. Springer, 2007. ISBN 1846284759.

KHEDERZADEH, M. Application of wide-area protection concepts in microgrids. Electricity Distribution (CIRED 2013), 22nd International Conference and Exhibition on, 2013, 10-13 June 213. p.1-4.

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**: Universidade Federal de Santa Catarina-UFSC, Florianópolis. v.3 2008.

_____. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Florianópolis, SC: Universidade Federal de Santa Catarina-UFSC. v.1 2012.

_____. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Florianópolis, SC: Universidade Federal de Santa Catarina-UFSC. v.2 2014.

LASSETER, R. et al. The CERTS microgrid concept. **White paper for Transmission Reliability Program, Office of Power Technologies, US Department of Energy**, 2002.

LI, Z. C. et al. A protection method for microgrids based on information sharing. *Developments in Power System Protection (DPSP 2014)*, 12th IET International Conference on, 2014, March 31 2014-April 3 2014. p.1-5.

LUIZ, C. M. **Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída para Proteção do Sistema Elétrico**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia elétrica). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais-UFMG, Belo Horizonte, MG.

MAIOLA, P. C. **Arquitetura multiagente para a coordenação de relés de sobrecorrente na proteção de sistemas radiais na presença de geração distribuída**. 2014. Dissertação (Mestrado). Departamento de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, Florianópolis, SC.

MANITOBA-HVDC. PSCAD: Power Systems Computer Aided Design User's guide, 2005

MCCARTHY, J. Programs with common sense. **Symposium on Mechanization of Thought Processes** Teddington, England, 1958.

MENDONÇA, L. P. **Introdução às microrredes e seus desafios**. 2011. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica). Departamento de Engenharia da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro-UFRJ, Rio de Janeiro, RJ.

NASCIMENTO, L. L. **Sistema multiagente para proteção adaptativa de microrredes**. 2014. Dissertação (Mestrado). Departamento de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, Florianópolis, SC.

NIKKHAJOEI, H.; LASSETER, R. H. Microgrid Protection. Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE, 2007, 24-28 June 2007. p.1-6.

RUSSELL, S. J.; NORVIG, P. **Artificial Intelligence: a modern approach**. 2nd edition. Prentice Hall, 2003.

SAHOO, A. K. Protection of microgrid through coordinated directional over-current relays. Global Humanitarian Technology Conference - South Asia Satellite (GHTC-SAS), 2014 IEEE, 2014, 26-27 Sept. 2014. p.129-134.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, I. SEL-700G Generator and Intertie Protection Relays. **Instruction Manual**, 2013.

SEVERINO, M. M.; CAMARGO, I. M. D. T.; OLIVEIRA, M. A. G. D. Geração distribuída: discussão conceitual e nova definição. **Revista Brasileira de Energia**, v. 14, n. 1 p. 47-69, 2008.

SORTOMME, E.; REN, J.; VENKATA, S. S. A differential zone protection scheme for microgrids. Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE, 2013, 21-25 July 2013. p.1-5.

SORTOMME, E.; VENKATA, M.; MITRA, J. Microgrid protection using communication-assisted digital relays. Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE, 2010, 25-29 July 2010. p.1-1.

SULLA, F. **Fault Behavior of Wind Turbines**. 2012. Tese (Doutorado). Department of Measurement Technology and Industrial Electrical Engineering, Lund University, Lund, Suécia.

TOMITA, Y. et al. A cooperative protection system with an agent model. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, v. 13, n. 4, p. 1060-1066, 1998. ISSN 0885-8977.

TRACTEBEL. **Boas Novas. Informativo da Tractabel Energia**: Tractabel Energia GDF SUEZ 2013.

USTUN, T. S.; OZANSOY, C.; ZAYEGH, A. A microgrid protection system with central protection unit and extensive communication. Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2011 10th International Conference on, 2011, 8-11 May 2011. p.1-4.

VITORINO, L. H. **Estudo das estratégias de proteção de grupos geradores de usinas hidrelétricas com foco na manutenção caso UHE passo São João**. 2010. Monografia (Especialização em Sistemas de Energia). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina-UFSC, Florianópolis, SC.

WEISS, G. **Multiagent systems: a modern approach to distributed artificial intelligence**. The MIT press, 1999. ISBN 0262731312.

WILLIAMS, C. Expert Systems, Knowledge Engineering, and AI Tools-An Overview. **IEEE Expert**, v. 1, n. 4, p. 66-70, 1986. ISSN 0885-9000.

WOOLDRIDGE, M. **An introduction to multiagent systems**. John Wiley & Sons LTD, 2009. ISBN 0470519460.

WOOLDRIDGE, M.; JENNINGS, N. R. Intelligent agents: Theory and practice. **The knowledge engineering review**, v. 10, n. 02, p. 115-152, 1995. ISSN 1469-8005.

YANG, M.; ZHU, Y. An investigation into the use of agent technology for adaptive protection system. Developments in Power System Protection, 2004. Eighth IEE International Conference on, 2004, 5-8 April 2004. p.272-275 Vol.1.

ZENG, X. et al. Multi-agents based protection for distributed generation systems. Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, 2004. (DRPT 2004). Proceedings of the 2004 IEEE International Conference on, 2004, 5-8 April 2004. p.393-397 Vol.1.

ZHU, Y.; SONG, S.; WANG, D. Multiagents-based wide area protection with best-effort adaptive strategy. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 31, n. 2, p. 94-99, 2009. ISSN 0142-0615.

ANEXO A - Dados do subsistema real

Os dados apresentados neste anexo fazem referência ao diagrama unifilar apresentado pela Figura 6.1.

A.1 EQUIVALENTE CONCESSIONÁRIA (B1-B2)

Impedância Seq. Positiva = $0,04343 + j 0,18824$ p.u.

Impedância Seq. Zero = $0,0208 + j 0,16259$ p.u.

(referência à base do sistema de 100 MVA)

A.2 GERADORES

Quadro A.1 – Dados dos geradores

	Barra 7 G1 = G2	Barra 9 G1 = G2	Barra 11 G1 = G2 = G3	Barra 5 G1 = G2
Unidades Geradoras	2	2	3	2
Potência Aparente Nominal (MVA)	1,666	1,666	1,300	3,75
Potência Ativa Nominal Unitária (MW)	1,5	1,5	1,2	3,375
Tensão Nominal (kV)	4,16	4,16	4,16	6,9
Fator de Potência	0,9	0,9	0,9	0,9
Reatância Síncrona de Eixo Direto X_d (p.u.)	0,89	0,89	0,9014	0,98
Reatância Síncrona de Eixo Quadratura X_q (p.u.)	0,87	0,87	0,657	0,96
Reatância Transitória de Eixo Direto X'_d (p.u.)	0,29	0,29	0,237	0,15
Reatância Subtransitória de Eixo Direto X''_d (p.u.)	0,17	0,17	0,229	0,10
Reatância de Sequência Negativa X_2 (p.u.)	0,18	0,18	0,2	0,12
Reatância de Sequência Zero X_0 (p.u.)	0,05	0,05	0,07	0,03
Fabricante	WEG	WEG	WEG	WEG

Todos os geradores apresentados no Quadro A.1 possuem configuração Estrela, com resistência de aterramento de 12 ohms. Os valores apresentados em p.u. têm como referência as bases das máquinas.

A.3 LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO

L1 - Cabo 336,4 CAA, 12 km
 L2 - Cabo 336,4 CA, 20,97 km
 L3 - Cabo 336,4 CA, 20,97 km
 L4 - Cabo 336,4 CA, 4,01 km
 L5 - Cabo 336,4 CA, 5,22 km

Cabo 336,4 CAA:

Impedância Seq. Positiva = $0,033 + j 0,068$ p.u/km

Impedância Seq. Zero $0,0639 + j 0,3216$ p.u/km.

Cabo 336,4 CA:

Impedância Seq. Positiva = $0,0326 + j 0,0699$ p.u/km.

Impedância Seq. Zero $0,0634 + j 0,3235$ p.u/km.

Base 100 MVA – Tensão 23 kV

A.4 TRANSFORMADORES

Quadro A.2 – Dados dos transformadores

	Barras 6 e 7	Barras 8 e 9	Barras 10 e 11	Barras 4 e 5	Conexão com a Concessionária	
					T1	T2
Tensão Nominal BT (kV)	4,16	4,16	4,16	6,90	23,00	23,00
Tensão Nominal AT (kV)	23,00	23,00	23,00	23,00	138,00	138,00
Potência Nominal (MVA)	3,35	3,35	4,00	8,00	28,53	26,67
Impedância (%)	6	6	6	6	0,6843	0,6987
Grupo de Ligação AT/BT	Triângulo / Estrela Aterrado	Triângulo / Estrela Aterrado	Triângulo / Estrela Aterrado	Triângulo / Estrela Aterrado	Estrela Aterrado /Estrela Aterrado	Estrela Aterrado /Estrela Aterrado